

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**

**SINTONIZACIÓN DE TAPS DE LOS TRANSFORMADORES DEL SNI  
PARA OPERACIÓN EN EL AÑO 2011**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO  
ELÉCTRICO**

**JOSÉ AUGUSTO CHANCUSIG TOAPANTA**  
[jose\\_chancusig1525@hotmail.com](mailto:jose_chancusig1525@hotmail.com)

**DIRECTOR: DR. JESÚS JÁTIVA**  
[jjativa@yahoo.com](mailto:jjativa@yahoo.com)

**QUITO, FEBRERO 2011**

## **DECLARACIÓN**

Yo José Augusto Chancusig Toapanta, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

---

José Augusto Chancusig Toapanta

## **CERTIFICADO**

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por José Augusto Chancusig Toapanta, bajo mi supervisión.

---

DR. JESÚS JÁTIVA  
DIRECTOR DEL PROYECTO

## AGRADECIMIENTOS

A Dios, quien me ha guiado todo este tiempo, me ha dado la fuerza para superar cualquier barrera en mi camino sin importar lo grande que ésta fuera.

A mis padres, José Augusto y Blanca Herminia, por ser dignos ejemplos de honestidad y superación. Por su apoyo y confianza incondicional, simplemente gracias por ser mis padres.

A mi hermana Gabriela Soledad, por brindarme siempre su cariño, confianza y apoyo.

A mi hermano Francisco Hernán, por ser un modelo de rectitud, honestidad y lealtad. Por estar siempre ahí cuando más lo necesité y ser un pilar fundamental en mi y nuestra familia.

A mis sobrinos, Dafne Anahí y Ducelis Francisco quienes son las estrellitas que alumbran y alegran mi vida.

Al Dr. Jesús Játiva, director de tesis, por su apoyo e invaluable consejos en el desarrollo de este trabajo.

A toda mi familia, por su apoyo y cariño.

A todos mis amigos y compañeros de estudio, por su confianza y apoyo en todo momento, las incontables noches de estudio al fin se ven reflejadas.

Existen momentos en la vida en los que parece que las ganas y deseos de cumplir algún objetivo se desvanecen, en esos momentos Dios nos envía ayuda de alguna forma, por eso mi agradecimiento final a Carito, una personita muy especial.

## **DEDICATORIA**

A mis padres.



## CONTENIDO

DECLARACIÓN .....	i
CERTIFICADO .....	ii
AGRADECIMIENTOS .....	iii
DEDICATORIA.....	iv
CONTENIDO.....	1
RESUMEN .....	18
PRESENTACIÓN .....	19
<b>CAPÍTULO 1</b> .....	<b>20</b>
<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>20</b>
1.1 Descripción del Problema .....	22
1.2 Objetivos .....	23
1.2.1 Objetivo General.....	23
1.2.2 Objetivos Especificos.....	23
1.3 Alcance del Proyecto.....	24
1.4 Justificación del Proyecto.....	24
1.5 Normativa de Calidad de Voltaje en el S.N.I. ....	25
1.5.1 Etapa de Transmisión.....	25
1.5.2 Etapa de Distribución.....	27
1.5.3 Responsabilidades de los Agentes del M.E.M.....	29
1.5.3.1 Generadores.....	30
1.5.3.2 Transmisión.....	31
1.5.3.3 Distribuidores y Grandes Consumidores.....	32

1.5.4	Niveles de Voltaje y Factores de Potencia .....	33
1.5.5	Interconexiones Internacionales .....	34
1.5.6	Revisión de las Bandas de Variación de Voltaje en Barras y Factor de Potencia en puntos de entrega del Sistemal.....	35
1.5.6.1	Consideraciones del Estudio.....	36
1.5.6.2	Análisis y Metodología .....	36
1.5.6.2.1	Análisis Estacionario .....	38
1.5.6.2.2	Análisis Dinámico.....	38
1.5.6.3	Metodología de Cálculo .....	39
1.5.6.3.1	Cálculo del Punto de Operación Segura.....	39
1.5.6.4	Resultados .....	42
1.5.6.4.1	Resultados-Análisis de Estado Estacionario.....	42
1.5.6.4.2	Recomendaciones .....	43
1.6	Características Generales del S.N.I. ....	44
1.6.1	Interconexiones.....	44
1.6.1.1	Interconexión Ecuador-Colombia.....	45
1.6.1.2	Interconexión Ecuador-Perú.....	46
1.7	Diagramas Esquemáticos del S.N.I.....	49
1.8	Sistema de Generación.....	53
1.9	Sistema de Transmisión.....	54
1.9.1	Barras .....	55
1.9.2	Transformadores.....	61
1.9.3	Compensadores.....	62
1.9.4	Líneas de Transmisión .....	63
1.10	Zonificación Del S.N.I.....	64



CAPÍTULO 2 .....	77
ANÁLISIS DE LA CALIDAD DE VOLTAJE EN EL SNI .....	77
2.1 Curvas de Capacidad de Generadores Sincrónico .....	77
2.1.1 Descripción Matemática de la Máquina Sincrónica.....	78
2.1.1.1 Modelación del Generador Sincrónico de Rotor Cilíndrico.....	85
2.1.1.2 Modelación del Generador Sincrónico de Polos Salientes.....	87
2.1.2 Control de las Potencias Real y Activa .....	91
2.1.2.1 Control de Frecuencia .....	93
2.1.2.2 Control de Potencia Reactiva .....	94
2.1.3 Curvas de Capacidad.....	99
2.1.4 Zonas Seguras de Operación de Centrales de Generación .....	102
2.1.4.1 Restricciones Componentes Mecánicos .....	103
2.1.4.1.1 Potencia Máxima .....	103
2.1.4.1.2 Potencia Mínima.....	104
2.1.4.2 Restricciones Componentes Eléctricos .....	104
2.1.4.2.1 Límite por Corriente de Armadura .....	105
2.1.4.2.2 Límite por Corriente de Campo Máxima .....	106
2.1.4.2.3 Límite por Corriente de Campo Mínima.....	110
2.1.4.2.4 Límite Por Margen de Estabilidad .....	110
2.1.4.2.5 Límite por Voltajes de Servicios Auxiliares.....	116
2.2 Modelamiento de Transformadores con Taps.....	120
2.2.1 Una revisión a la teoría de los Transformadores con taps.....	120
2.2.1.1 Transformadores con Cambiadores Automáticos de taps .....	121
2.2.1.1.1 Mecanismos de Operación del LTC.....	121
2.2.1.2 Transformador con cambiador de tomas .....	124
2.2.2 Modelamiento del LTC .....	125
2.2.2.1 Modelo Discreto del LTC .....	127
2.2.2.1.1 Modo Secuencial de Operación del LTC .....	128
2.2.2.1.2 Modo no Secuencial de Operación del LTC .....	129

2.2.2.2	Modelo Continuo del LTC .....	129
2.2.3	Modelo Generalizado de Transformadores con taps.....	130
2.3	Transformadores con tres devanados.....	120
2.3.1	Revisión de Relaciones .....	137
2.3.2	Representación de un Transformador de tres devanados .....	139
2.4	Análisis de los Niveles de Voltaje en el Posicionamiento Actual de Taps Fijos y LTC de Transformadores.....	144
2.4.1	Caso de Estudio 01, 02 de Febrero de 2010 .....	149
2.4.1.1	Demanda Mínima .....	149
2.4.1.2	Demanda Media.....	150
2.4.1.3	Demanda Máxima.....	151
2.4.2	Caso de Estudio 02, 05 de Mayo de 2010 .....	151
2.4.2.1	Demanda Mínima .....	152
2.4.2.2	Demanda Media.....	153
2.4.2.3	Demanda Máxima.....	153
2.4.3	Caso de Estudio 03, 01 de Julio de 2010.....	154
2.4.3.1	Demanda Mínima .....	154
2.4.3.2	Demanda Media.....	155
2.4.3.3	Demanda Máxima.....	155
2.4.4	Identificación de las Barras mas débiles .....	155
2.4.4.1	Zona Cuenca-Loja.....	156
2.4.4.2	Zona Quito.....	156
2.4.4.3	Zona Norte.....	157
2.4.4.4	Zona Pascuales .....	157
2.4.4.5	Zona San Francisco.....	158
3.1.1	Posiciones actuales de Taps Fijos.....	158

CAPÍTULO 3 .....	163
ANÁLISIS EN DIFERENTES ESCENARIOS DEL AÑO 2011.....	163
3.1 Características de operación del S.N.I. en los periodos hidrológicos lluvioso y estiaje .....	163
3.1.1 Características del Periodo Lluvioso.....	164
3.1.2 Características del Periodo de Estiaje .....	165
3.2 Resultados Preliminares .....	166
3.2.1 Debilidad de voltajes en barras.....	167
3.2.2 Exceso de Reactivos .....	168
3.3 Metodología .....	168
3.4 Sintonización de Taps Fijos .....	170
3.4.1 Zona Pascuales .....	170
3.4.1.1 Análisis.....	171
3.4.2 Zona Quevedo-Manabí.....	186
3.4.2.1 Análisis.....	187
3.4.2.1 Zona Segura de la Central Marcel Laniado de Wind.....	188
3.4.2.2 Resultados .....	189
3.4.3 Zona Milagro-Machala.....	193
3.4.3.1 Zona Segura de la Central Machala Power .....	194
3.4.3.2 Resultados .....	195
3.4.4 Zona San Francisco.....	202
3.4.4.1 Zona Segura de la Central Agoyán .....	203
3.4.3.1 Resultados .....	204
3.4.5 Zona Cuenca-Loja.....	215
3.4.5.1 Resultados .....	215

3.5 Reducción de Pérdidas.....	220
3.6 Nuevo Caso de Estudio (Salida de TERMOESMERALDAS).....	227
3.6.1 Resultados .....	227
3.7 Análisis sin Interconexión .....	232
3.7.1 Consideraciones.....	233
3.7.2 Respuesta del Sistema de Generación.....	234
CAPÍTULO 4 .....	257
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	257
4.1 Conclusiones .....	257
4.2 Recomendaciones .....	260
BIBLIOGRAFÍA .....	257
ANEXOS .....	257
1 Parámetro eléctricos de los Transformadores .....	257
2 Parámetros eléctricos de las Líneas de Transmisión .....	260
3 Parámetro eléctricos de los generadores .....	257
4 Demandas en barras año 2010, diferentes meses .....	260
5 Proyeccion demanda en barras año 2011, diferentes meses .....	296

## INDICE DE TABLAS

Tabla 1.1	Barras mas sensibles del S.N.T. por estabilidad de voltaje [6].....	38
Tabla 1.2	Bandas de variación de voltaje y fp [11].....	43
Tabla 1.3	Barras de 230 kV .....	56
Tabla 1.4	Barras de 138 kV .....	56
Tabla 1.5	Barras de 69 kV .....	58
Tabla 1.6	Barras de 46 kV .....	60
Tabla 1.7	Barras de 23 kV y 34.5 kV .....	60
Tabla 2.1	Fuentes de reactivos del S.N.I. ....	145
Tabla 2.2	Transformadores con LTC's .....	146
Tabla 2.3	Balance de Potencia, 02 de febrero, demanda mínima .....	150
Tabla 2.4	Balance de Potencia, 02 de febrero, demanda media .....	150
Tabla 2.5	Balance de Potencia, 02 de febrero, demanda máxima .....	151
Tabla 2.6	Balance de Potencia, 05 de mayo, demanda mínima .....	152
Tabla 2.7	Balance de Potencia, 05 de mayo, demanda media .....	153
Tabla 2.8	Balance de Potencia, 05 de mayo, demanda máxima .....	153
Tabla 2.9	Balance de Potencia, 05 de julio, demanda mínima .....	154
Tabla 2.10	Balance de Potencia, 05 de julio, demanda media .....	154
Tabla 2.11	Balance de Potencia, 05 de julio, demanda máxima .....	155
Tabla 2.12	Voltajes barra Cuenca 69 kV, diferentes escenarios .....	156
Tabla 2.13	Voltajes Zona Quito, diferentes escenarios .....	156
Tabla 2.14	Voltajes Zona Norte, diferentes escenarios .....	157
Tabla 2.15	Voltajes barra Pascuales 69 kV, diferentes escenarios .....	157

Tabla 2.16	Voltajes Zona San Francisco, diferentes escenarios .....	158
Tabla 2.17	Transformadores de relación 230/138/13.8 .....	159
Tabla 2.18	Transformadores de relación 138/69/13.8 .....	160
Tabla 2.19	Transformadores tridevanados considerados para el reposicionamiento .....	161
Tabla 2.20	Transformadores considerados para el reposicionamiento .....	162
Tabla 3.1	Posición de los taps fijos transformadores ATQ y ATR Salitral .....	170
Tabla 3.2	Reducción del Flujo de Reactivos, demanda mínima .....	184
Tabla 3.3	Reducción del Flujo de Reactivos, demanda media .....	185
Tabla 3.4	Reducción del Flujo de Reactivos, demanda máxima .....	186
Tabla 3.5	Voltajes en la Zona de Quevedo-Manabí, Portoviejo2 69 kV .....	189
Tabla 3.6	Voltajes en la Zona de Quevedo-Manabí, Manta 69 kV .....	190
Tabla 3.7	Posición de los taps fijos, unidades Machala Power .....	193
Tabla 3.8	Voltajes en la Zona de Quevedo – Manabí, Milagro 69 kV.....	196
Tabla 3.9	Voltajes en la Zona de Quevedo – Manabí, Machala1 69 kV .....	198
Tabla 3.10	Voltajes en la Zona de Quevedo – Manabí, Babahoyo 69 kV .....	200
Tabla 3.11	Posición de los taps fijos, unidades Central Agoyán .....	203
Tabla 3.12	Voltajes Zona San Francisco, Puyo 138 kV .....	204
Tabla 3.13	Voltajes Zona San Francisco, Tena 138 kV .....	206
Tabla 3.14	Voltajes Zona San Francisco, Fco Orellana 138 kV .....	208
Tabla 3.15	Voltajes Zona San Francisco, Jivino 69 kV .....	210
Tabla 3.16	Voltajes Zona San Francisco, Payamino 69 kV .....	213
Tabla 3.17	Posición del tap fijo transformador ATQ Cuenca.....	215
Tabla 3.18	Voltajes en las Zona de Cuenca-Loja, Cuenca 69 kV .....	216
Tabla 3.19	Voltajes en las Zona de Cuenca-Loja, Loja 69 kV .....	218

Tabla 3.20 Reducción de Pérdidas en condiciones de demanda mínima .....	221
Tabla 3.21 Reducción de Pérdidas en condiciones de demanda media .....	221
Tabla 3.22 Reducción de Pérdidas en condiciones de demanda máxima .....	222
Tabla 3.23 Reducción de Pérdidas Totales .....	223
Tabla 3.24 Posiciones de los taps fijos transformador AA1 Esmeraldas.....	228
Tabla 3.25 Voltajes en la zona de Esmeraldas-Sto. Domingo, demanda mínima ..	229
Tabla 3.26 Voltajes en la zona de Esmeraldas-Sto. Domingo, demanda media ...	230
Tabla 3.27 Voltajes en la zona de Esmeraldas-Sto. Domingo, demanda máxima ..	232
Tabla 3.28 Incrementos de las pérdidas del sistema, escenario Febrero .....	253
Tabla 3.29 Incrementos de las pérdidas del sistema, escenario Mayo .....	254
Tabla 3.30 Incrementos de las pérdidas del sistema, escenario Julio .....	254
Tabla 3.31 Incrementos de las pérdidas del sistema, escenario Septiembre .....	255

## INDICE DE FIGURAS

Figura 1.1	Curva P-V.....	40
Figura 1.2	Esquema de Interconexión Ecuador-Perú .....	46
Figura 1.3	Primera Etapa (125MW) preparación previa a la interconexión de los sistemas eléctricos de Ecuador-Perú .....	47
Figura 1.4	Segunda Etapa (250MW) Interconexión Ecuador-Perú .....	47
Figura 1.5	Diagrama de Interconexión Ecuador-Perú .....	48
Figura 1.6	Diagrama Unifilar S.N.I. ....	50
Figura 1.7	Mapa Eléctrico, SNI a mayo de 2010 .....	52
Figura 1.8	Zona Quito .....	65
Figura 1.9	Zona Esmeraldas - Santo Domingo .....	66
Figura 1.10	Zona Quevedo – Manabí .....	67
Figura 1.11	Zona Norte .....	68
Figura 1.12	Zona Anillo 230 kV .....	69
Figura 1.13	Zona Cuenca - Loja .....	70
Figura 1.14	Santa Rosa - Totoras .....	71
Figura 1.15	Zona San Francisco .....	72
Figura 1.16	Zona Milagro - Machala .....	73
Figura 1.17	Zona Pascuales .....	74
Figura 1.18	Zona Trinitaria .....	75
Figura 1.19	Zona Interconexión .....	76
Figura 2.1	Circuitos del Rotor y Estator de una máquina sincrónica. ....	78
Figura 2.2	Esquema simplificado .....	86



Figura 2.3	Diagrama fasorial, generador de rotor cilíndrico .....	87
Figura 2.4	Diagrama fasorial generador polos salientes .....	88
Figura 2.5	Control Básicos de un Generador .....	91
Figura 2.6	Diagrama funcional del sistema de excitación de un generador .....	95
Figura 2.7	Característica del Limitador OXL .....	97
Figura 2.8	Característica del limitador UEL .....	98
Figura 2.9	Características de operación del generador sincrónico .....	102
Figura 2.10	Límites por potencia activa y corriente de armadura .....	106
Figura 2.11	Diagrama fasorial de un generador de polos lisos .....	107
Figura 2.12	Límites máximo y mínimo de corriente de campo .....	111
Figura 2.13	Margen de Estabilidad en el plano $P - \delta$ .....	112
Figura 2.14	Límite por Margen de Estabilidad en el plano $P$ - $Q$ .....	113
Figura 2.15	Límite por Margen de Estabilidad .....	115
Figura 2.16	Diagrama unifilar considerando servicios auxiliares .....	117
Figura 2.17	Límites por voltajes de servicios auxiliares .....	119
Figura 2.18	Diagrama esquemático de un LTC, rango $\pm 10\%$ y paso $5/8\%$ . .....	121
Figura 2.19	Mecanismo de Operación del LTC .....	122
Figura 2.20	Diagrama esquemático de transformador con LTC's. ....	123
Figura 2.21	Diagrama unifilar de un transformador de entrega en bloque .....	125
Figura 2.22	Circuito Equivalente de un transformador con LTC .....	126
Figura 2.23	Modelo generalizado del transformador .....	131
Figura 2.24	Modelo $\pi$ generalizado del transformador .....	134
Figura 2.25	Modelo $\pi$ simplificado .....	134
Figura 2.26	Circuito equivalente para $n_2 > n_1$ .....	135

Figura 2.27	Circuito equivalente para $n_1 > n_2$ .....	135
Figura 2.28	Representación del transformador tridevanado .....	139
Figura 2.29	Equivalente $T$ del transformador tridevanado .....	140
Figura 2.30	Medida de la Impedancia $Z_{PS}$ de un transformador tridevanado .....	141
Figura 3.1	Flujo de reactivos, febrero, demanda mínima sin reposición .....	172
Figura 3.2	Flujo de reactivos, febrero, demanda mínima con reposición .....	172
Figura 3.3	Flujo de reactivos, mayo, demanda mínima sin reposición .....	173
Figura 3.4	Flujo de reactivos, mayo, demanda mínima con reposición .....	173
Figura 3.5	Flujo de reactivos, julio, demanda mínima sin reposición .....	174
Figura 3.6	Flujo de reactivos, julio, demanda mínima con reposición .....	174
Figura 3.7	Flujo de reactivos, septiembre, demanda mínima sin reposición .....	175
Figura 3.8	Flujo de reactivos, septiembre, demanda mínima con reposición .....	175
Figura 3.9	Flujo de reactivos, febrero, demanda media sin reposición .....	176
Figura 3.10	Flujo de reactivos, febrero, demanda media con reposición .....	176
Figura 3.11	Flujo de reactivos, mayo, demanda media sin reposición .....	177
Figura 3.12	Flujo de reactivos, mayo, demanda media con reposición .....	177
Figura 3.13	Flujo de reactivos, julio, demanda media sin reposición .....	178
Figura 3.14	Flujo de reactivos, julio, demanda media con reposición .....	178
Figura 3.15	Flujo de reactivos, septiembre, demanda media sin reposición .....	179
Figura 3.16	Flujo de reactivos, septiembre, demanda media con reposición .....	179
Figura 3.17	Flujo de reactivos, febrero, demanda máxima sin reposición .....	180
Figura 3.18	Flujo de reactivos, febrero, demanda máxima con reposición .....	180
Figura 3.19	Flujo de reactivos, mayo, demanda máxima sin reposición .....	181
Figura 3.20	Flujo de reactivos, mayo, demanda máxima con reposición .....	181

Figura 3.21 Flujo de reactivos, julio, demanda máxima sin reposición .....	182
Figura 3.22 Flujo de reactivos, julio, demanda máxima con reposición .....	182
Figura 3.23 Flujo de reactivos, septiembre, demanda máxima sin reposición .....	183
Figura 3.24 Flujo de reactivos, septiembre, demanda máxima con reposición .....	183
Figura 3.25 Reducción del Flujo de Reactivos hacia la S/E Salitral, Demanda Mínima .....	184
Figura 3.26 Reducción del Flujo de Reactivos hacia la S/E Salitral, Demanda Media .....	185
Figura 3.27 Reducción del Flujo de Reactivos hacia la S/E Salitral, Demanda Máxima .....	186
Figura 3.28 Carta de Operación de una unidad de la Central Marcel Laniado .....	188
Figura 3.29 Voltajes en la barra de Portoviejo 69 kV, Demanda Mínima .....	190
Figura 3.30 Voltajes en la barra de Manta 69 kV, Demanda Mínima .....	191
Figura 3.31 Voltajes en la barra de Portoviejo 69 kV, Demanda Media .....	191
Figura 3.32 Voltajes en la barra de Manta 69 kV, Demanda Media .....	192
Figura 3.33 Voltajes en la barra de Portoviejo 69 kV, Demanda Máxima .....	192
Figura 3.34 Voltajes en la barra de Manta 69 kV, Demanda Máxima .....	193
Figura 3.35 Carta de Operación de una unidad de la Central Machala Power .....	194
Figura 3.36 Voltajes en la barra de Milagro 69 kV, Demanda Mínima .....	197
Figura 3.37 Voltajes en la barra de Milagro 69 kV, Demanda Media .....	197
Figura 3.38 Voltajes en la barra de Milagro 69 kV, Demanda Máxima .....	198
Figura 3.39 Voltajes en la barra de Machala 69 kV, Demanda Mínima .....	199
Figura 3.40 Voltajes en la barra de Machala 69 kV, Demanda Media .....	199
Figura 3.41 Voltajes en la barra de Machala 69 kV, Demanda Máxima .....	200
Figura 3.42 Voltajes en la barra de Babahoyo 69 kV, Demanda Mínima .....	201

Figura 3.43 Voltajes en la barra de Babahoyo 69 kV, Demanda Media .....	201
Figura 3.44 Voltajes en la barra de Babahoyo 69 kV, Demanda Máxima .....	202
Figura 3.45 Carta de Operación de una unidad de la Central Agoyán .....	203
Figura 3.46 Voltajes en la barra de Puyo 138 kV, Demanda Mínima .....	205
Figura 3.47 Voltajes en la barra de Puyo 138 kV, Demanda Media .....	205
Figura 3.48 Voltajes en la barra de Puyo 138 kV, Demanda Máxima .....	206
Figura 3.49 Voltajes en la barra de Tena 138 kV, Demanda Mínima .....	207
Figura 3.50 Voltajes en la barra de Tena 138 kV, Demanda Media .....	207
Figura 3.51 Voltajes en la barra de Tena 138 kV, Demanda Máxima .....	208
Figura 3.52 Voltajes en la barra de Fco. Orellana 138 kV, Demanda Mínima .....	209
Figura 3.53 Voltajes en la barra de Fco. Orellana 138 kV, Demanda Media .....	209
Figura 3.54 Voltajes en la barra de Fco. Orellana 138 kV, Demanda Máxima .....	210
Figura 3.55 Voltajes en la barra de Jivino 69 kV, Demanda Mínima .....	211
Figura 3.56 Voltajes en la barra de Jivino 69 kV, Demanda Media .....	212
Figura 3.57 Voltajes en la barra de Jivino 69 kV, Demanda Máxima .....	212
Figura 3.58 Voltajes en la barra de Payamino 69 kV, Demanda Mínima .....	213
Figura 3.59 Voltajes en la barra de Payamino 69 kV, Demanda Media .....	214
Figura 3.60 Voltajes en la barra de Payamino 69 kV, Demanda Máxima .....	214
Figura 3.61 Voltajes en la barra de Cuenca 69 kV, Demanda Mínima .....	216
Figura 3.62 Voltajes en la barra de Cuenca 69 kV, Demanda Media .....	217
Figura 3.63 Voltajes en la barra de Cuenca 69 kV, Demanda Máxima .....	217
Figura 3.64 Voltajes en la barra de Loja 69 kV, Demanda Mínima .....	218
Figura 3.65 Voltajes en la barra de Loja 69 kV, Demanda Media .....	219
Figura 3.66 Voltajes en la barra de Loja 69 kV, Demanda Máxima .....	219
Figura 3.67 Pérdidas Totales del Sistema [MW], Demanda Mínima .....	223

Figura 3.68 Pérdidas Totales del Sistema [MVAR], Demanda Mínima .....	224
Figura 3.69 Pérdidas Totales del Sistema [MW], Demanda Media .....	224
Figura 3.70 Pérdidas Totales del Sistema [MVAR], Demanda Media .....	225
Figura 3.71 Pérdidas Totales del Sistema [MW], Demanda Máxima .....	225
Figura 3.72 Pérdidas Totales del Sistema [MVAR], Demanda Máxima .....	226
Figura 3.73 Diagrama unifilar Zona Esmeraldas – Sto. Domingo, demanda mínima .....	229
Figura 3.74 Diagrama unifilar Zona Esmeraldas – Sto. Domingo, demanda media .....	230
Figura 3.75 Diagrama unifilar Zona Esmeraldas – Sto. Domingo, demanda máxima, sin considerar la entrada en operación del capacitor de 12 MVAR. ....	231
Figura 3.76 Diagrama unifilar Zona Esmeraldas – Sto. Domingo, demanda máxima, considerando la entrada en operación del capacitor de 12 MVAR. ....	231
Figura 3.77 Generador Equivalente Colombiano .....	234
Figura 3.78 Interconexión con Colombia. ....	235
Figura 3.79 Generador Oscilante, Paute unidad 10, con interconexión .....	235
Figura 3.80 Zona Segura Generador Oscilante, Paute, considerando la Interconexión con Colombia .....	236
Figura 3.81 Generador Oscilante, Paute unidad 10, sin interconexión .....	236
Figura 3.82 Zona Segura Generador Oscilante, Paute, sin considerar la Interconexión con Colombia .....	237
Figura 3.83 Generador Oscilante, Paute unidad 10, sin interconexión .....	237
Figura 3.84 Zona Segura Generador Oscilante, Paute, considerando la Interconexión con Colombia .....	238
Figura 3.85 Generador Oscilante, Paute unidad 10, sin interconexión .....	238

Figura 3.86 Zona Segura Generador Oscilante, Paute, sin considerar la Interconexión con Colombia .....	239
Figura 3.87 Generador Oscilante, Paute unidad 10, con interconexión .....	240
Figura 3.88 Zona Segura Generador Oscilante, Paute, considerando la Interconexión con Colombia .....	240
Figura 3.89 Generador Oscilante, Paute unidad 10, sin interconexión .....	241
Figura 3.90 Zona Segura Generador Oscilante, Paute, sin considerar la Interconexión con Colombia .....	241
Figura 3.91 Generador Oscilante, Paute unidad 10, con interconexión .....	242
Figura 3.92 Zona Segura Generador Oscilante, Paute, considerando la Interconexión con Colombia .....	242
Figura 3.93 Generador Oscilante, Paute unidad 10, sin interconexión .....	243
Figura 3.94 Zona Segura Generador Oscilante, Paute, sin considerar la Interconexión con Colombia .....	243
Figura 3.95 Generador Oscilante, Paute unidad 10, con interconexión .....	244
Figura 3.96 Zona Segura Generador Oscilante, Paute, considerando la Interconexión con Colombia .....	244
Figura 3.97 Generador Oscilante, Paute unidad 10, sin interconexión .....	245
Figura 3.98 Zona Segura Generador Oscilante, Paute, sin considerar la Interconexión con Colombia .....	245
Figura 3.99 Generador Oscilante, Paute unidad 1, con interconexión .....	246
Figura 3.100 Zona Segura Generador Oscilante, Paute, considerando la Interconexión con Colombia .....	247
Figura 3.101 Generador Oscilante, Paute unidad 1, sin interconexión .....	247
Figura 3.102 Zona Segura Generador Oscilante, Paute, sin considerar la Interconexión con Colombia .....	248

Figura 3.103 Generador Oscilante, Paute unidad 1, con interconexión .....	248
Figura 3.104 Zona Segura Generador Oscilante, Paute, considerando la Interconexión con Colombia .....	249
Figura 3.105 Generador Oscilante, Paute unidad 1, sin interconexión .....	249
Figura 3.106 Zona Segura Generador Oscilante, Paute, sin considerar la Interconexión con Colombia .....	250
Figura 3.107 Generador Oscilante, Paute unidad 1, con interconexión .....	251
Figura 3.108 Zona Segura Generador Oscilante, Paute, considerando la Interconexión con Colombia .....	251
Figura 3.109 Generador Oscilante, Paute unidad 1, sin interconexión .....	252
Figura 3.110 Zona Segura Generador Oscilante, Paute, sin considerar la Interconexión con Colombia .....	252
Figura 3.111 Incrementos de potencia activa, febrero diferentes escenarios de demanda .....	253
Figura 3.112 Incrementos de potencia activa, mayo demanda máxima .....	254
Figura 3.113 Incrementos de potencia activa, julio demanda máxima .....	255
Figura 3.114 Incrementos de potencia activa, septiembre diferentes escenarios de demanda .....	256

## RESUMEN

Se presenta un método para mejorar el nivel de voltaje en el Sistema Nacional Interconectado, SNI, mediante la sintonización de taps de los transformadores de potencia, poniendo especial énfasis en las barras de entrega a las empresas distribuidoras.

Se analiza la normativa de calidad de voltaje así como se detalla el equipamiento actual del S.N.I., en lo referente a líneas de transmisión, transformadores, barras, generadores y cargas.

El estudio de las corridas de flujo de potencia para los escenarios simulados de demanda en el paquete computacional Power Factory de DigSilent, permite realizar un análisis de calidad de voltaje del sistema en las condiciones actuales de operación, a la vez que identificar las zonas con mayor problemas de voltaje.

Una vez identificadas las zonas con problemas de voltaje se describen las principales fuentes de reactivos que poseen dichas zonas a fin de proponer estrategias que ayuden a mejorar el nivel de voltaje. Para conseguir este objetivo se utiliza la estrategia de sintonización de los taps fijos de los transformadores instalados en las subestaciones de entrega.

Las zonas seguras de operación de los generadores cobran gran importancia en este estudio, ya que las máquinas sincrónicas son las principales fuentes de reactivos. El punto de operación de las unidades de generación debe estar siempre dentro de estas zonas, la cual está delimitada por restricciones de tipo eléctricas y mecánicas, en especial aquellas dadas por las restricciones de voltaje de servicios auxiliares en centrales termoeléctricas a vapor.



## PRESENTACIÓN

Este trabajo se ha dividido en cuatro capítulos en los cuales se desarrollan los siguientes temas:

El Capítulo 1 es la introducción al presente trabajo y contiene los objetivos, el alcance, justificación y un análisis a la normativa de calidad de voltaje del S.N.I. además de que se propone la zonificación del S.N.I. en diferentes zonas geográfico-eléctricas para facilitar el análisis de la calidad de voltaje.

El Capítulo 2 comienza con una revisión a la teoría de la máquina síncrona así como también la terminología matemática relacionada, luego se realiza una descripción de las zonas seguras de operación de las centrales de generación de energía eléctrica. Los transformadores de potencia toman gran importancia, es así que en este capítulo se realiza una breve descripción a la teoría de los transformadores tridevanados y a los mecanismos de operación para control de voltaje como lo es el LTC. Finalmente se realiza un análisis de las condiciones operativas del S.N.I. en lo referente a calidad de voltaje para el año 2010 bajo diferentes escenarios de demanda.

El Capítulo 3 se centra directamente al comportamiento del S.N.I. en el año 2011, se analiza el efecto del crecimiento de carga en los perfiles de voltaje de las barras del sistema eléctrico ecuatoriano y propone la sintonización de los taps como una estrategia para mejorar la calidad de voltaje en el sistema.

Las conclusiones y recomendaciones se exponen en el Capítulo 4.

Finalmente, las referencias técnicas, en las que se basa la elaboración de este proyecto, son presentadas, además de los anexos.

## **CAPÍTULO 1**

### **INTRODUCCIÓN**

El suministro de energía desde que parte de la generación hasta llegar al consumidor final, tiene que pasar por varias etapas como: la de generación, transmisión, subtransmisión y distribución, los enlaces entre cada una de estas etapas son los transformadores de potencia, los cuales enlazan los generadores del sistema de potencia con las líneas de transmisión, para que éstas sean las encargadas de llevar la potencia generada hasta los diferentes centros de consumo (estados, provincias, ciudades, etc), una vez ahí, son las líneas de subtransmisión las encargadas de distribuir esta potencia de forma equitativa dentro del centro de consumo, donde las S/E de distribución y transformadores de distribución hacen posible el viaje de esta potencia hasta que llegue al consumidor final.

Dentro de todas estas etapas se realizan varias operaciones para asegurar que el suministro de energía tenga los niveles de calidad establecidos por el ente regulador, cabe mencionar que el manejo de calidad de servicio considera varios aspectos como: nivel de voltaje, magnitud de frecuencia, distorsión armónica, y otros aspectos que serán mencionados posteriormente.

Dentro de la operación de un Sistema de Potencia se consideran dos variables principales: la frecuencia y el voltaje en cada nodo. La frecuencia es considerada como una variable global, ya que es la misma para todo el sistema, pero al voltaje se lo considera como una variable local, ya que no es el mismo en todo el sistema, ya que se rige a la topología del sistema, es decir al perfil de voltaje. Por ello esta

variable debe ser controlada no solo desde las centrales de generación, que son la fuente principal de reactivos de un S.E.P., también se deben considerar otras fuentes, como son: Capacitores, Reactores, Compensadores Sincrónicos y Líneas de transmisión. Siendo parte fundamental de este control de voltaje el que se le da por medio de los taps de los transformadores.

Este control no hace referencia a que los transformadores con taps sean una fuente de reactivos, más bien estos equipos permiten una mejor redistribución del flujo de reactivos por el sistema, siendo esta mejor redistribución la encargada de elevar los niveles de voltaje.

Como se ha mencionado la complejidad de operación de un Sistema de Potencia es alta, que involucra una programación de la planificación en la operación del sistema, esta programación conlleva tres etapas:

1. A Largo Plazo y Mediano Plazo
2. A Corto plazo
3. A muy Corto Plazo

La primera etapa considera dos sub-etapas, la primera sub-etapa considera una expansión de la capacidad del sistema, tanto en generación como en transmisión, contratos de compra de combustibles, etc., la segunda sub-etapa considera una programación de mantenimientos de las unidades de generación, unidades de transformación, etc. Las actividades antes mencionadas se concretan en el corto plazo con el acoplamiento de los nuevos grupos de generadores, entradas de nuevas líneas, nuevos transformadores, etc. Finalmente se materializan en la tercera etapa, la de muy corto plazo, con el despacho de los nuevos grupos de generadores, con la regulación de frecuencia, reposicionamiento de taps fijos y LTC's, respuesta a eventuales condiciones de emergencia, etc.

La toma de decisiones se apoya en modelos de matemáticos altamente complejos alimentados por sistemas de adquisición de datos y de comunicaciones de enorme complejidad.

El presente trabajo se centra en la tercera etapa, ya que se propondrá el reposicionamiento de los taps de los transformadores con y sin cambiador de taps bajo carga para la operación del Sistema Nacional Interconectado en el Año 2011.

### **1.1 DESCRIPCION DEL PROBLEMA**

El diseño y análisis de la operación de los Sistemas de Potencia requieren estudios de alta complejidad a fin de evaluar el desempeño del sistema bajo condiciones actuales y bajo condiciones de expansión para lograr determinar su confiabilidad y respuesta bajo condiciones de contingencia, todos estos análisis se deben realizar bajo diferentes escenarios, como por ejemplo se deben considerar:

- Interconexiones con otros países, con el fin de determinar el comportamiento de nuestro sistema al ser abastecido por otro sistema de gran tamaño como el colombiano.
- Periodos lluviosos y de estiaje, para analizar la influencia de estas condiciones climáticas en el despacho de las centrales hidroeléctricas y la necesidad de unidades adicionales de generación térmicas.
- Condiciones de demanda máxima, media y mínima, para determinar límites operativos de las Líneas de Transmisión, Generadores, Transformadores y determinar la necesidad de unidades nuevas de generación, salida de operación de unidades, necesidad de nuevas L/T, reposicionamiento de taps, etc.

Los transformadores poseen dos tipos de taps, los fijos y los intercambiadores de taps bajo carga o LTC's. Cuando el control se realiza por medio de los taps fijos se hace necesaria la salida de operación de la unidad de transformación, lo que conlleva múltiples problemas, como la discontinuidad del servicio de energía para grandes centros de consumo, ya que este control se realiza a nivel de las S/E de Transmisión y Sub-transmisión, pérdida de protecciones de respaldo del sistema, incluso podría causar un colapso del sistema si no se lo realiza adecuadamente, etc.

El control por LTC's se lo realiza sin desconexión del transformador de potencia, por lo que tiene una gran ventaja sobre el primero, pero tiene un gran peligro, ya que si este control es automático puede ocasionar un colapso de voltaje, por ello este control se lo realiza de manera manual.

Bajo estas premisas es necesario realizar un estudio de reposicionamiento de los taps de los transformadores para asegurar la operación adecuada del Sistema Nacional Interconectado con el mínimo de reposicionamientos de los taps fijos durante el año, de manera que esta operación no se realice varias veces al año y conlleve a salidas de servicio de unidades de transformación y por ende a discontinuidad del suministro de energía de grandes centros de consumo del país.

## **1.2 OBJETIVOS**

### **1.2.1 OBJETIVO GENERAL**

- Establecer el posicionamiento adecuado de taps de los transformadores con y sin cambiador de taps bajo carga (LTC), de manera que el voltaje en las barras permanezca en los límites establecidos por la normativa del sector eléctrico ecuatoriano.

### **1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Analizar diferentes condiciones de operación del sistema eléctrico ecuatoriano y establecer las zonas críticas de voltaje para el año 2011.
- Analizar y establecer el posicionamiento adecuado de taps fijos en los transformadores en condiciones de demanda máxima, media y mínima, durante los períodos lluvioso y de estiaje.
- Analizar y establecer el posicionamiento de los LTC en los transformadores en condiciones de demanda máxima, media y mínima, durante los períodos lluvioso y de estiaje.

### **1.3 ALCANCE DEL PROYECTO**

El análisis de los niveles de voltaje del Sistema Nacional Interconectado se realizará para el año 2011, considerando los períodos lluviosos y de estiaje, además la influencia de la interconexión con Colombia, en condiciones de demanda máxima, media y mínima.

Se analizará las condiciones actuales en las que se encuentra la red de transmisión, en lo referente a las líneas de transmisión y los transformadores, poniendo énfasis en las posiciones actuales de los taps fijos, sus rangos de variación y pasos.

Para el análisis de los escenarios se considerará las zonas seguras de operación de los generadores, los bancos de capacitores y reactores que dispone el S.N.I., es decir se analizará la disponibilidad de reactivos del sistema.

Se determinará la posición más adecuada de los taps de los transformadores del S.N.I. mediante la realización de corridas de flujos de potencia en diferentes escenarios, utilizando el paquete computacional Power Factory de DigSilent.

## **1.4 JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO**

La sintonización de los taps en los transformadores con y sin intercambiadores bajo carga permitirá establecer la posición de los mismos para asegurar niveles de voltajes dentro de los límites en las barras del S.N.I. conforme lo estipula la normativa del CONELEC.

El cambio de posición de los taps fijos implica la salida de operación del transformador, por lo que es necesario establecer la posición más adecuada que garantice niveles de voltaje dentro de límites, sin que se tenga que realizar esta operación varias veces.

El Concejo Nacional de Electrificación, CONELEC, como ente regulador establece los rangos de variación de voltaje en las barras del S.N.I.. La supervisión de los niveles de voltaje en las barras y el factor de potencia de las cargas conectadas al sistema de transmisión son responsabilidad del CENACE conforme a la Regulación No. CONELEC - 004/02 "Transacciones de Potencia Reactiva en el MEM" y la Regulación No. CONELEC - 002/00 "Restricciones e Inflexibilidades Operativas".

## **1.5 NORMATIVA DE CALIDAD DE VOLTAJE EN EL S.N.I.**

El artículo 5 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico establece como uno de los objetivos fundamentales de la política nacional en materia de electricidad, el proporcionar un servicio de alta calidad y confiabilidad que garantice su desarrollo económico y social, y el de asegurar la confiabilidad, igualdad y uso generalizado de los servicios e instalaciones de transmisión y distribución de electricidad.

La calidad de servicio se mide considerando dos etapas de aplicación: las de transmisión y de distribución, para las cuales se dictan las correspondientes regulaciones.

### **1.5.1 ETAPA DE TRANSMISIÓN [1]**

Esta etapa está regulada por la REGULACIÓN No. CONELEC - 003/08, "CALIDAD DEL TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD Y DEL SERVICIO DE TRANSMISIÓN Y CONEXIÓN EN EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO", en la cual se mencionan los siguientes aspectos de calidad:

Las instalaciones de transmisión tendrán el equipamiento para atender los requerimientos operativos del S.N.I., así como también aquellos equipos que son necesarios para mantener la seguridad de sus sistemas ante perturbaciones externas.

La calidad de la potencia y del servicio de transmisión y conexión en el S.N.I., se evaluarán considerando los parámetros siguientes:

Calidad de la potencia:

- Nivel de voltaje.
- Contenido armónico de voltaje.
- Balance de voltajes.
- Contenido armónico de corriente.
- Balance de corrientes.
- Factor de potencia de la carga.

Calidad del servicio de transmisión y conexión:

- Duración de las interrupciones.
- Frecuencia de interrupciones.

El objetivo de esta regulación es establecer los niveles y los procedimientos de evaluación de la calidad de la potencia, y del servicio de transmisión y conexión en los sistemas de transmisión del Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.), operado conforme a las disposiciones indicadas en la normativa vigente relacionadas con el



Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista (M.E.M.) o aquellas normas que las sustituyan o reformen.

Esta Regulación se aplica al Transmisor, operador del Sistema Nacional de Transmisión (S.N.T.), a los Agentes que prestan servicios de transporte de electricidad, a las Empresas Distribuidoras y Grandes Consumidores conectados directamente a los sistemas de transmisión en el S.N.I.

Las instalaciones de transmisión consideradas en esta Regulación son las siguientes:

- Circuitos de líneas de transmisión y de interconexión que operan a voltajes mayores a 90 kV.
- Instalaciones para transformación y regulación de voltajes.
- Instalaciones de campos de conexión de Empresas Distribuidoras y Grandes Consumidores, que son usuarios directos de los sistemas de transmisión.

Las interconexiones internacionales, no forman parte del ámbito de aplicación de esta Regulación; por lo tanto el CONELEC expedirá la normativa correspondiente.

### **1.5.2 ETAPA DE DISTRIBUCIÓN [1] [2] [3]**

La etapa de calidad de distribución se rige bajo la REGULACION No. CONELEC – 004/01, “CALIDAD DEL SERVICIO ELECTRICO DE DISTRIBUCION”, en esta regulación se mencionan los siguientes aspectos de calidad:

Calidad del Producto:

- Nivel de voltaje
- Perturbaciones de voltaje
- Factor de Potencia

Calidad del Servicio Técnico:

- Frecuencia de Interrupciones
- Duración de Interrupciones

Calidad del Servicio Comercial:

- Atención de Solicitudes
- Atención de Reclamos
- Errores en Medición y Facturación

Estas dos regulaciones presentan al nivel de voltaje como uno de los parámetros más importantes, sin dejar de lado la importancia de la magnitud de la frecuencia. Para poder lograr mantener los niveles de voltaje dentro de los límites establecidos por el ente regulador, en nuestro caso el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, se hace necesario realizar varias acciones y procedimientos sectorizados dentro de la operación del Sistema Nacional Interconectado.

Estas acciones y procedimientos operativos son llevadas a cabo por las compañías de generación y transmisión en coordinación con el CENACE, regidos bajo los siguientes artículos.

- El artículo 65 del Reglamento General de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico determina que, la compañía única de transmisión será responsable por la operación del Sistema Nacional de Transmisión en coordinación con el CENACE, así como también del mantenimiento programado y correctivo de sus instalaciones, para lo cual se sujetará a lo dispuesto en las normas pertinentes;
- El artículo 15 del Reglamento de Despacho y Operación establece la obligación del Transmisor de operar sus instalaciones en coordinación con el

CENACE acatando las disposiciones que éste imparta. Adicionalmente, la referida norma, responsabiliza al Transmisor del cumplimiento de los criterios de calidad, seguridad y confiabilidad, así como lo establecido en los Procedimientos de Despacho y Operación, preservando la integridad de las personas y de las instalaciones.

- El artículo 59 del Reglamento para el Libre Acceso a los Sistemas de Transmisión y Distribución, señala que la calidad del producto y del servicio técnico que corresponde a un usuario del servicio público de transporte, conectado al Sistema Nacional Interconectado mediante una línea de interconexión dedicada y que actúa en el Mercado Eléctrico Mayorista, no podrá ser inferior a aquella con que el transmisor o el distribuidor de la zona donde se sitúen las instalaciones con las cuales se realiza la prestación, según corresponda, prestan el servicio a sus usuarios del servicio de transporte, respectivamente.
- El Artículo 28 del Reglamento para el Funcionamiento del MEM, establece que todos los Agentes del MEM son responsables por el control de flujo de potencia reactiva en sus puntos de intercambio con el MEM, en función de las Regulaciones que emita CONELEC sobre la materia y, además, establece que el CENACE verificará el cumplimiento de la calidad del servicio, en base al equipamiento para suministrar potencia reactiva declarado por los generadores, transmisor, distribuidores y grandes consumidores.

El artículo antes mencionado establece los agentes responsables del control del flujo de reactivos y de la verificación de su cumplimiento, por ello es importante revisar las responsabilidades adquiridas por los agentes del M.E.M.

### **1.5.3 RESPONSABILIDADES DE LOS AGENTES DEL M.E.M. [3]**

Según la REGULACION No. CONELEC – 004/02, “TRANSACCIONES DE POTENCIA REACTIVA EN EL MEM”, se establecen las siguientes responsabilidades de los Agentes:

#### **1.5.3.1 Generadores**

- Enviar al CENACE la Curva P-Q o Curva de Capacidad actualizada, con indicación de las zonas seguras de operación en estado estable, de cada una de sus unidades y, de ser el caso, incluir las restricciones que impidan su máximo aprovechamiento.
- Entregar reactivos hasta el 95% del límite de potencia reactiva (inductiva o capacitiva), en cualquier punto de operación que esté dentro de las características técnicas de las máquinas, de acuerdo a lo solicitado por el CENACE.
- En forma temporal, cuando así lo solicite el CENACE, entregar el 100% de la capacidad de generación de reactivos, establecida en las curvas P-Q de sus unidades, en períodos de hasta 30 minutos, con intervalos que permitan mantener las condiciones normales de operación de la unidad.
- Ubicar el tap del transformador de elevación en la posición que lo solicite el CENACE, con la finalidad de aprovechar al máximo la producción de potencia reactiva.
- Efectuar los ajustes en los taps de los transformadores de servicios auxiliares para poder operar dentro de su curva de capacidad.

- Informar si sus generadores pueden operar como compensadores síncronos; y, en caso contrario, la potencia activa mínima (kW) con la que pueden operar en forma continua, con la finalidad exclusiva de suministrar reactivos al sistema incluyendo en la información los costos variables de producción correspondientes a este tipo de operación.

Los puntos antes mencionados aseguran la operación adecuada y segura de las unidades de generación dentro de su carta de operación como unidad, se menciona además la responsabilidad de la reubicación de los taps de los transformadores de servicios auxiliares, estos aspectos en conjunto permiten establecer la operación dentro de las zonas de operación segura del conjunto, es decir, de la Central de generación eléctrica como tal. Más adelante se profundizará en la metodología de obtención de estas zonas seguras, y se procederá a incorporar estas restricciones en la simulación de la operación del S.N.I. para el año 2011, de manera que se pueda establecer un adecuado posicionamiento de los taps, tanto de los transformadores de servicios auxiliares como de los de potencia.

### **1.5.3.2 Transmisor**

- Declarar al CENACE los equipos para control de voltaje y suministro de potencia reactiva que pone a disposición del MEM. En el listado especificará: ubicación, nivel de voltaje de instalación, tipo de equipamiento, magnitud de potencia reactiva, restricciones o forma de operación.
- Mantener los niveles de voltaje, en las barras de sus subestaciones, con variaciones no mayores a los límites establecidos por el CONELEC sobre la base de los estudios presentados por el CENACE. Los estudios lo efectuarán conjuntamente el CENACE y el TRANSMISOR tomando como referencia el Plan de Expansión del Transmisor y el Plan de Operación del MEM. Como uno de los resultados de dichos estudios, se obtendrá el listado de nodos del S.N.I. y períodos donde no pueda cumplir con el control de voltaje y potencia reactiva.

- Ubicar los taps de los transformadores de reducción en la posición que lo solicite el CENACE, con la finalidad de aprovechar al máximo la producción de potencia reactiva.
- Corregir o levantar las restricciones en los nodos en donde no se pueda cumplir con el control de voltaje dentro de los plazos establecidos en los estudios.

De modo similar a las responsabilidades que tiene el agente de generación. El transmisor debe ubicar el tap de los transformadores en la posición que solicite el CENACE, esta operación asegurará que los niveles de voltaje en las barras de las S/E y barras aledañas estén dentro de la banda de variación de voltaje establecida por el CENACE en su estudio anual, "Revisión de las bandas de variación de voltaje en barras y factor potencia en los puntos de entrega de Sistema Nacional de Transmisión.

### **1.5.3.3 Distribuidores y Grandes Consumidores**

Las responsabilidades de las Distribuidoras y Grandes Consumidores están encaminadas a mantener el factor de potencia en cada una de sus barras dentro de los límites establecidos por el CENACE dados por el estudio mencionado en el literal anterior. Las principales responsabilidades de estos agentes son:

- Los Distribuidores y Grandes Consumidores deben comprometer en cada uno de sus nodos (barras) de interconexión con el transportista u otros agentes del MEM un factor de potencia, que será determinado por el CONELEC sobre la base de un estudio conjunto CENACE - Distribuidor y tomando como referencia el Plan de Expansión presentado como respaldo al cálculo del VAD, "Valor Agregado de Distribución". Los valores límites del factor de potencia serán calculados para demanda: mínima, media y máxima. El factor de

potencia se lo determinará sin tomar en cuenta el efecto de cualquier generación insertada en la red del Distribuidor.

- Corregir o levantar las restricciones en los nodos en donde no se pueda cumplir con el control de voltaje dentro de los plazos establecidos en los estudios.

#### **1.5.4 NIVELES DE VOLTAJE Y FACTOR DE POTENCIA [1] [3]**

Una vez que se definen las responsabilidades de cada agente participante en el MEM, y la información que cada uno de ellos debe entregar al CENACE, se define ahora la responsabilidad que tiene el CENACE para procesar la información entregada por los agentes, la Regulación No. CONELEC – 004/02 establece las siguientes responsabilidades para el CENACE:

- El CENACE deberá presentar al CONELEC, el estudio conjunto con los agentes del MEM, a efectos de fijar los niveles de voltaje en cada barra del SNT y los valores del factor de potencia que deben presentar los Distribuidores y Grandes Consumidores en sus puntos de conexión con el Transmisor o Distribuidor, según corresponda.
- El estudio deberá ser actualizado por el CENACE por lo menos una vez al año ó cuando se produzcan cambios importantes en la topología del sistema ó por la incorporación de nuevas unidades de generación al mercado.
- El CENACE utilizará la mejor información disponible hasta que los Generadores, Distribuidores, Grandes Consumidores y el Transmisor cumplan con suministrar lo señalado en este numeral. Toda la información entregada por los Agentes estará sujeta a verificación por parte del CENACE.

- La fijación de los valores del nivel de voltaje y factor de potencia será realizada por el CONELEC, sobre la base del estudio mencionado en este numeral, y comunicado a la Corporación CENACE por el Director Ejecutivo del CONELEC.

La No. CONELEC – 003/08 establece la información que el CENACE debe entregar a las empresas que prestan servicios de transmisión y a los Agentes usuarios directos de estos servicios, esta información es la siguiente:

- Valores límites de voltajes de operación de barras en los sistemas de transmisión.
- Valores límites de factor de potencia de las cargas conectadas a los sistemas de transmisión.
- Equivalentes eléctricos del S.N.I. en los puntos de conexión, para que los Agentes realicen estudios de sus sistemas.

#### **1.5.5 INTERCONEXIONES INTERNACIONALES [4]**

En cuanto a la información operativa de las interconexiones internacionales, es responsabilidad del CENACE, en coordinación con el Operador del sistema del otro país con el cual se está realizando la interconexión, incluir en los acuerdos el compromiso para que la información para la supervisión y control en tiempo real pueda ser entregada en forma completa y confiable, en los terminales de comunicaciones respectivos o transmitirse directamente entre centros de control, previo al inicio de la operación comercial del enlace internacional.



### **1.5.6 REVISIÓN DE LAS BANDAS DE VARIACIÓN DE VOLTAJE EN BARRAS Y FACTOR DE POTENCIA EN PUNTOS DE ENTREGA DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN (SNT) [3] [5] [6]**

El Sistema Nacional Interconectado del Ecuador cuenta con barras de 230 y 138 kV para el Sistema de Transmisión, debido a la gran cantidad de estas barras se hace necesario un estudio de variación en la banda de voltaje, por lo que es necesario establecer los límites operativos adecuados dentro de varios escenarios, como lo son los de demanda máxima, media y mínima.

En la Regulación No. CONELEC 004/002 'Transacciones de Potencia Reactiva en el MEM', se establece la responsabilidad de CENACE de analizar los niveles de voltaje en cada barra del S.N.T. y los valores del factor de potencia que deben presentar los Distribuidores y Grandes Consumidores en sus puntos de conexión con el Transmisor o Distribuidor, según corresponda.

Este análisis se realiza por lo menos una vez cada año según lo especifica la Regulación No. CONELEC 004/002, en su sección de Niveles de Voltaje y Factor de Potencia, el CENACE plantea los siguientes objetivos para este estudio:

- Determinar las bandas de variación de voltajes de operación normal en las barras de 230 kV y 138 kV del Sistema Nacional de Transmisión (S.N.T.), de tal forma que cumplan con criterios de seguridad operativa del sistema y de calidad de servicio a nivel de puntos de entrega.
- Actualizar los estudios de "Revisión de las bandas de variación de voltajes en barras y factores de potencia en puntos de entrega del Sistema Nacional de Transmisión", realizados por CENACE para la aplicación de la Regulación No. CONELEC-004/02.

- Establecer los límites de variación del voltaje en las barras de 230 kV y 138 kV del S.N.T. y los factores de potencia en puntos de entrega, que conduzcan a una operación segura del sistema desde el punto de vista de estabilidad de voltaje.

#### 1.5.6.1 Consideraciones del Estudio

- El estudio se realiza para demanda máxima, debido a que en esta condición se observa el mayor margen de cargabilidad de elementos en el S.N.T.
- Modelación de los sistemas eléctricos colombiano y ecuatoriano para los análisis en estado estacionario y estado dinámico del año en estudio.
- La demanda máxima de potencia para el periodo analizado en puntos de entrega.
- Se consideran disponibles los cuatro circuitos de la Línea de Transmisión Jamondino – Pomasqui 230 kV y con una importación de 100 MW en demanda máxima.

#### 1.5.6.2 Análisis y Metodología

La determinación de límites para los voltajes en sistemas de potencia constituye una tarea comprometida con diversos aspectos tales como:

- **Calidad de Servicio.** Bajo esta perspectiva, los límites de voltaje que se pueden llegar a establecer necesariamente restringirán, y en gran medida, las acciones de control del sistema de potencia y en muchas ocasiones no podrán ser solventados con recursos de compensación generalmente escasos. En general operar un sistema en base a un esquema rígido, de límites de voltajes establecidos por calidad de servicio, llevará a considerables sobrecostos de

generación, como contra parte el sistema de potencia estará operando en un punto más alejado del punto de colapso de voltaje.

- **Costos de Operación.** Bajo esta perspectiva, los límites de voltaje que se podrían llegar a establecer, especialmente en zonas atendidas radialmente en el sistema de potencia y con bajos recursos de compensación de potencia reactiva, son relativamente bajos. El problema de voltajes que se presentaría en dichas zonas radiales, podría ser resuelto mediante la incorporación de flujos óptimos de potencia que consideren entre sus restricciones límites de voltajes adecuados en todas las barras del sistema.
  
- **Seguridad Operativa y de Equipos.** Una de las tareas fundamentales del operador de un sistema de potencia es conservar adecuados márgenes de estabilidad de voltaje y respetar los niveles de aislamiento de los equipos. Para este fin y a diferencia de los dos aspectos antes considerados se pueden llegar a establecer criterios que no privilegien ni la economía de la operación ni la calidad del servicio en forma exclusiva y que permitan adoptar adecuados grados de libertad para la operación del sistema en función de criterios de seguridad en la operación y en la conservación de los equipos.

En el Estudio de Estabilidad de Voltaje para el Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano, se determinó que las barras más débiles del sistema, desde el punto de vista de voltaje, son:

**Tabla 1.1. Barras más débiles del S.N.T. por estabilidad de voltaje [6]**

<b>BARRAS CRÍTICAS</b>		
<b>ZONA</b>		
<b>Manabí-Ríos</b>	<b>Norte</b>	<b>Guayas</b>
Manta 69 kV	Ibarra Móvil 69 kV	Sta. Elena 69 kV
Portoviejo 69kV	Ibarra 69 kV	Policentro 69 kV
Chone 69 kV	Ibarra 34.5 kV	Posorja 69 kV
Quevedo 69 kV	Tulcán 69 kV	Trinitaria 69 kV
	Vicentina 46 kV	Salitral 69 kV
	Sta. Rosa 46 kV	
	Mulaló 69 kV	

En base de esta información se plantea realizar, en primer término, un análisis de estado estacionario en el que se obtengan curvas PV para las barras consideradas débiles y para barras representativas de las zonas que no presentan problemas de estabilidad. Como un segundo análisis se plantó realizar simulaciones que reproduzcan el comportamiento del voltaje de las barras ante las contingencias consideradas críticas desde el punto de Estabilidad de Voltaje.

#### ***1.5.6.2.1 Análisis Estacionario [6]***

Para este análisis se obtendrán curvas PV para diferentes barras del S.N.T. La selección de los límites de voltaje se realizará considerando variaciones en los factores de potencia de las cargas de la zona de influencia y en márgenes de cargabilidad para cada uno de los casos.

#### ***1.5.6.2.2 Análisis Dinámico [6]***

En condiciones de demanda máxima y con niveles de voltaje en los límites establecidos en el análisis de estado estacionario, se procederá a simular las contingencias consideradas críticas, desde el punto de vista de estabilidad de voltaje, previamente mencionadas.

Si la simulación en el dominio del tiempo muestra que el sistema alcanza un punto de equilibrio estable post-disturbio luego de un periodo de tiempo finito, el sistema es estable. Si no existe equilibrio de estado estable en el sistema post-contingencia, las simulaciones dinámicas mostrarán que los voltajes de las barras continúan cayendo y por consiguiente el sistema se torna inestable.

Los resultados obtenidos reflejarán la correcta selección de límites mínimos de voltaje, o en su defecto servirán de realimentación para un posible reajuste de dichos límites. En este análisis se deberá considerar la posible actuación del esquema de separación de áreas (ESA) existente entre Ecuador y Colombia.

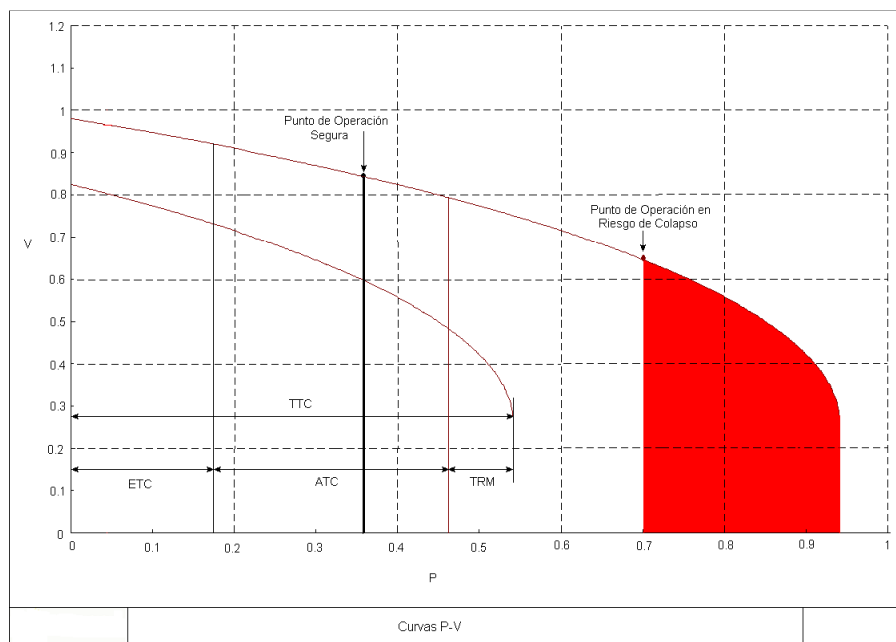
### **1.5.6.3 Metodología de cálculo [5]**

- a) Se realiza el análisis en condiciones de demanda máxima y con niveles de voltaje en los límites establecidos para estado estacionario.
- b) Se obtienen las curvas PV en diferentes barras del S.N.T.
- c) Seleccionamos la contingencia, considerada la más crítica de la zona bajo análisis desde el punto de vista de estabilidad de voltaje.
- d) Con las curvas PV de la simulación, tanto para prefalla como para la contingencia considerada más crítica, se procede a encontrar el punto de operación segura.

#### ***1.5.6.3.1 Cálculo del Punto de Operación Segura [5]***

La capacidad de transferencia disponible (ATC) de los sistemas de transmisión se obtienen típicamente de:

$$\mathbf{ATC = TTC - ETC - TRM} \quad (1.1)$$



**Figura 1.1. Curva P-V**

- **Capacidad de Transferencia Total (TTC):** Es el máximo nivel de cargabilidad del sistema, considerando la contingencia N-1 más crítica, es decir el Pmax para la peor contingencia simple pero real.

Está definida como la cantidad de potencia eléctrica que puede ser transferida sobre la red de transmisión interconectada en forma confiable basada en las siguientes condiciones:

- Para configuraciones del sistema: existentes o planificadas, y en operación normal (pre - contingencia), todas las cargabilidades de los elementos están dentro de rangos normales y todos los voltajes están dentro de límites normales.
- Los sistemas eléctricos son capaces de absorber las oscilaciones dinámicas de potencia, después de una perturbación que causa la pérdida de un

elemento simple del sistema eléctrico, como una línea de transmisión, transformador, o unidad de generación.

c. Después de que las oscilaciones dinámicas de potencia disminuyen (posterior a la perturbación que causa la pérdida de alguno de los elementos simples del sistema eléctrico como se describe en el numeral “b” anterior) y después de la operación de cualquier sistema automático de control, pero antes de cualquier iniciativa del operador del sistema post-contingencia; todas las cargabilidades de transmisión están dentro de rangos de emergencia y todos los voltajes están dentro de límites de la emergencia.

d. Con referencia a la condición “a”, el caso en el cual las cargabilidades pre-contingencia alcancen el límite térmico, el límite de transferencia con contingencia simple será el definido por el límite térmico.

e. En algunos casos (sistemas interconectados), pueden requerir consideraciones específicas de múltiples contingencias (como la interrupción de circuitos de transmisión que usan torres comunes) para la determinación de límites de capacidad de transferencia.

Si los resultados de los límites de transferencia para estas múltiples contingencias son más restrictivos que las consideraciones de contingencia simples descritas anteriormente, los criterios más restrictivos serán observados.

➤ **Capacidad de Transmisión Existente (ETC):** Representa el actual nivel de cargabilidad, más alguna reserva de transmisión acordada.

➤ **Margen de Confiabilidad de Transmisión (TRM):** Es un margen adicional definido para representar otras contingencias. Está definida como la capacidad de transferencia, necesaria para asegurar que la red de transmisión interconectada sea segura, bajo un rango razonable de incertidumbres en las condiciones del

sistema. Hemos considerado al TRM como el 3% del ETC asumiendo que pudiera existir un porcentaje similar de desvío de demanda en una determinada zona.

Por ejemplo, para la WECC “Western Electricity Coordination Council”, los sistemas deberían ser operados a una distancia mínima de 5% fuera del punto de cargabilidad máxima cuando la contingencia sea considerada:

$$\text{SOP} = \text{ETC} + 95\% (\text{ATC}) \quad (1.2)$$

Donde:

**SOP** = Punto de operación seguro.

El SOP mide la capacidad de transferencia en MW que la zona podría soportar cuando se lo somete a una indisponibilidad. Los voltajes iniciales y finales guardan correspondencia con el S.O.P.

#### **1.5.6.4 Resultados [5]**

##### ***1.5.6.4.1 Resultados-Análisis de Estado Estacionario***

El análisis concentró su atención en las barras consideradas críticas desde el punto de vista de estabilidad de voltaje, y, para el efecto, se dividió el sistema en las siguientes áreas geográfico-eléctricas:

- *Zona Manabí - Los Ríos.*- Abarca a las subestaciones de Chone, Quevedo, Portoviejo, Manta y Daule Peripa.
- *Zona Norte.*- Abarca a las subestaciones que se encuentran en la zona constituida por las provincias de Carchi, Imbabura, Pichincha y Cotopaxi, con excepción de la subestación que alimenta a la carga de Santo Domingo.



- *Zona Centro-Oriente.*- Abarca las subestaciones a las que se conectan las cargas de las ciudades de Ambato, Riobamba, Puyo, Tena y Coca.
- *Zona Pascuales.*- Abarca a las subestaciones que alimentan la carga eléctrica de la provincia del Guayas con excepción de la Subestación Milagro.
- *Zona Esmeraldas - Santo Domingo.*- Se constituye por las subestaciones que sirven a Santo Domingo y Esmeraldas.
- *Zona Molino Milagro.*- Abarca a las subestaciones que alimentan las cargas de las provincias del Azuay, Loja y El Oro y de las ciudades de Babahoyo y Milagro.

#### 1.5.6.4.2 *Recomendaciones [5]*

Para condiciones normales de operación y de disponibilidad de recursos de compensación reactiva, las siguientes bandas de variación de voltaje:

**Tabla 1.2. Bandas de variación de voltaje y fp [11]**

<b>BANDAS DE VARIACIÓN DE VOLTAJE</b>		
<b>Sistema Nacional de Transmisión</b>		
<b>Barras de 230 kV</b>	<b>Barras de 138 kV</b>	<b>Puntos de entrega: Barras de 69 kV, 46 kV y 34.5 kV</b>
<b>+ 7%/-5% del voltaje nominal</b>	<b>+ 5%/-7% del voltaje nominal</b>	<b>+ 3%/-3% del voltaje nominal</b>
<b>FACTORES DE POTENCIA EN PUNTOS DE ENTREGA</b>		
<b>Distribuidores y Grandes Consumidores</b>	Demanda punta	<b>0.96 o superior inductivo</b>
	Demanda media	<b>0.96 o superior inductivo</b>
	Demanda base	<b>Entre 0.96 y 0.99 inductivo</b>

(\*)Para barras de generación, los límites máximos de voltajes podrán ser recalculados en función de las características y limitaciones propias de las unidades de generación e instalaciones asociadas.

## **1.6 CARACTERISTICAS GENERALES DEL S.N.I.**

El Sistema Nacional Interconectado posee una topología muy especial, en su gran parte está conformado por una parte radial, que parte desde los centros de generación hasta llegar a los centros de consumo, sin embargo, debido a la gran demanda y a la inestabilidad que éste presenta, posee un anillo de 230 kV en su parte medular que ayuda a mejorar la redistribución del flujo de potencia, tanto activa como reactiva.

El S.N.I. posee dos niveles de voltaje para la transmisión 138 [kV] y 230 [kV], de esta forma se logra llegar hasta todos los centros de consumo con el suministro eléctrico. El Plan de Expansión de Transmisión contempla la construcción de una línea de transmisión a 500 kV que una los dos centros de consumo más importantes de nuestro país, Quito y Guayaquil.

### **1.6.1 INTERCONEXIONES**

El acuerdo 536 de la Comunidad Andina de Naciones, CAN, permitió que los proyectos de interconexión eléctrica entre los países que conforman la CAN logran su viabilidad basados en la complementariedad energética, la capacidad de investigación para realizar la planificación de la operación de los sistemas eléctricos de potencia integrados, considerando los diferentes marcos regulatorios para alcanzar el mejoramiento de la calidad de la energía eléctrica, la disminución de sus costos e iniciar el camino hacia una interconexión continental que finalmente logre un uso racional de las fuentes energéticas.

### 1.6.1.1 Interconexión Ecuador-Colombia

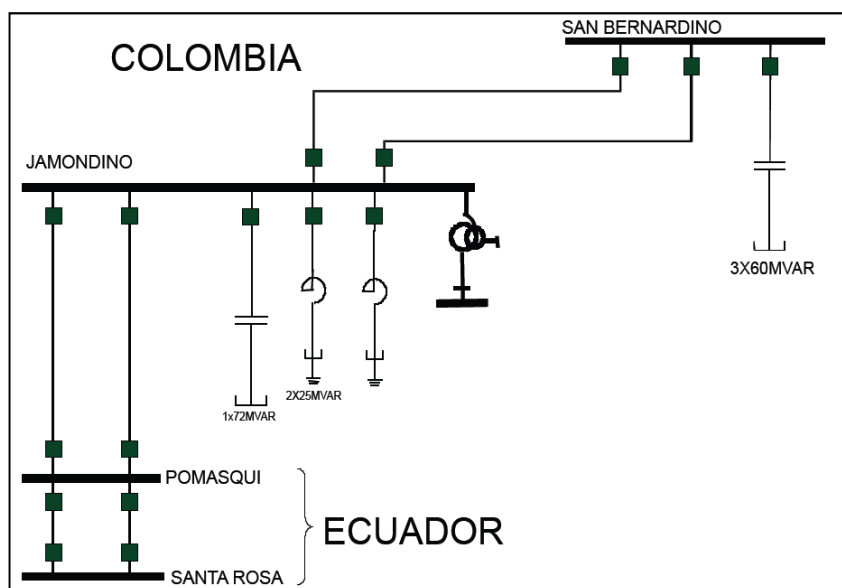
La interconexión eléctrica Ecuador-Colombia se realiza a dos niveles de voltaje, 138 kV y 230 kV. La interconexión a 138 kV entró en operación el 4 de Octubre de 2001, comprende una línea de transmisión de simple circuito que une la subestación Tulcán con la subestación Panamericana en Ipiales, Colombia. En condiciones normales de operación, la máxima transferencia de potencia es de 35 MW.

La interconexión con Colombia se dio el 1 de Marzo de 2003 con la entrada en la operación de la línea Pomasqui-Jamondino a doble circuito de 230 kV. Según los estudios conjuntos realizados por los operadores, Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) y el Centro Nacional de Despacho (CND) de Colombia, el límite de transferencia de potencia de Colombia hacia Ecuador, para condiciones normales de operación es de 250 MW, y de 180 MW, cuando la transferencia se realiza de Ecuador a Colombia.

La interconexión entre dos países, requieren varios estudios, dentro de los cuales se puede mencionar:

- Condiciones de cierre y sincronismo,
- Límites de intercambio de potencia,
- Generaciones mínimas de seguridad,
- Voltajes objetivo en las barras frontera,
- Esquemas de protección principales y los esquemas suplementarios de protección necesarios.

En la Figura 1.2 se presenta un diagrama unifilar de la línea de interconexión, que une la subestación Jamondino en Pasto (Colombia) con la subestación Pomasqui en Quito (Ecuador) con una longitud de 213 kilómetros.



**Figura 1.2. Esquema de Interconexión Ecuador-Perú**

### 1.6.1.2 Interconexión Ecuador-Perú [22]

En el año 2000 la empresa Hydro Québec Internacional, realizó el estudio de interconexión eléctrica entre Perú y Ecuador en el marco del convenio de colaboración firmado entre las empresas ETECEN (hoy REP) y TRANSELECTRIC.

Los objetivos del estudio fueron:

- Explorar la viabilidad técnica y de beneficio de reducción de costos de la interconexión eléctrica Ecuador-Perú.
- Proponer, a nivel de planeamiento, la solución técnica de “mínimo costo” de la interconexión entre los dos países, bajo un contexto de libre mercado de energéticos

En dicho estudio se concluyó que la interconexión se realice en dos etapas, con capacidades de transporte de 125MW y 250 MW respectivamente, las cuales se muestran en las siguientes figuras:

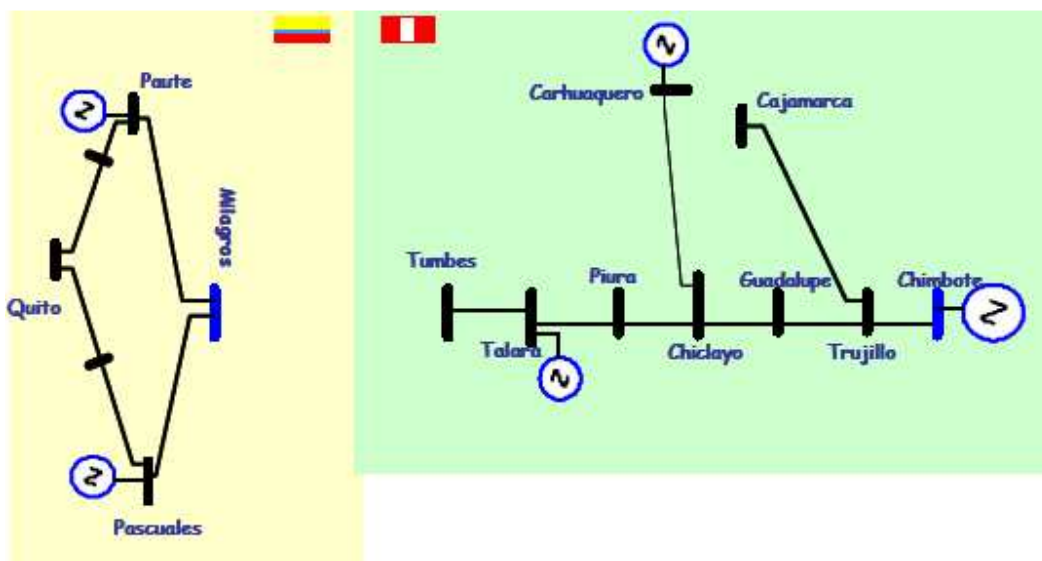


Figura 1.3. Primera Etapa (125MW) preparación previa a la interconexión de los sistemas eléctricos de Ecuador y Perú

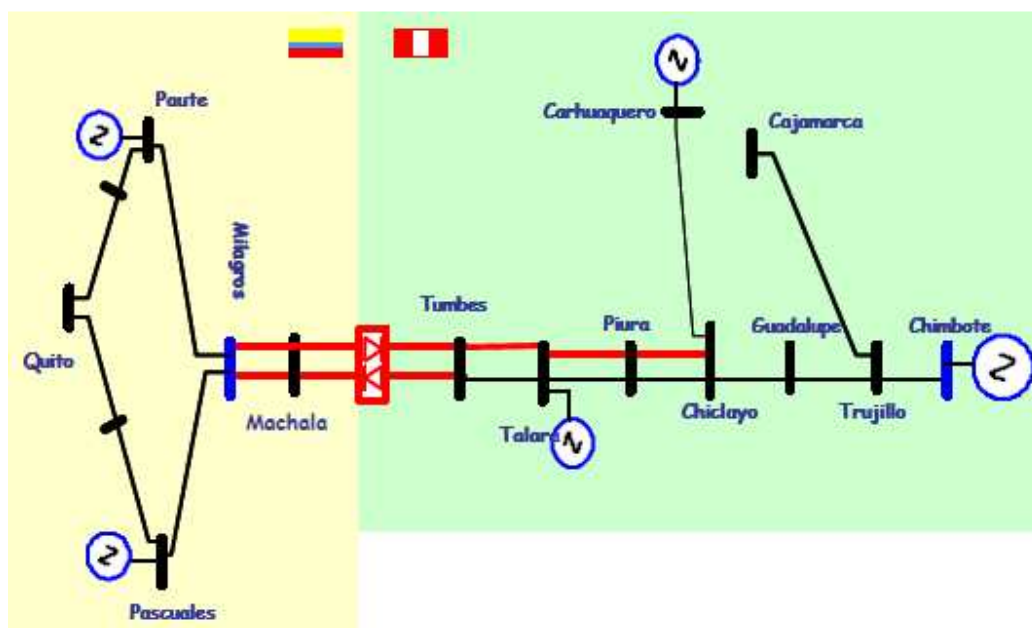


Figura 1.4. Segunda Etapa (250MW) Interconexión Ecuador-Perú

En Octubre del 2003, en reunión de representantes TRANSELECTRIC, CENACE, COES (Comité de Operación Económica del Sistema) y REP (Red de Energía del Perú) en la ciudad de Medellín de Colombia; los especialistas de los tres países

concluyeron que la interconexión es viable técnicamente, mediante un enlace “back to back” (enlace en corriente continua); esto debido a la presencia de oscilaciones electromecánicas no amortiguadas, principalmente en el sistema peruano. Por otro lado, la interconexión AC sólo es posible en una operación radial, asilando una parte de la carga de Ecuador del resto de su sistema eléctrico. Cabe indicar que los sistemas eléctricos de Colombia y Ecuador se encuentran interconectados desde el 1° de Marzo del 2003.

En operación radial; se suministrará desde el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) del Perú, sólo la demanda de la Empresa de Distribución del Oro (EMELORO) en el Sur de Ecuador, región denominada Machala, cuya demanda máxima es de 87 MW. Para conseguir el propósito de suministrar energía eléctrica a Machala desde el SEIN, los sistemas eléctricos de Ecuador y Perú tendrán que enlazarse por breves instantes, transferir la carga de Machala al sistema peruano y la posterior separación de las redes de ambos países.

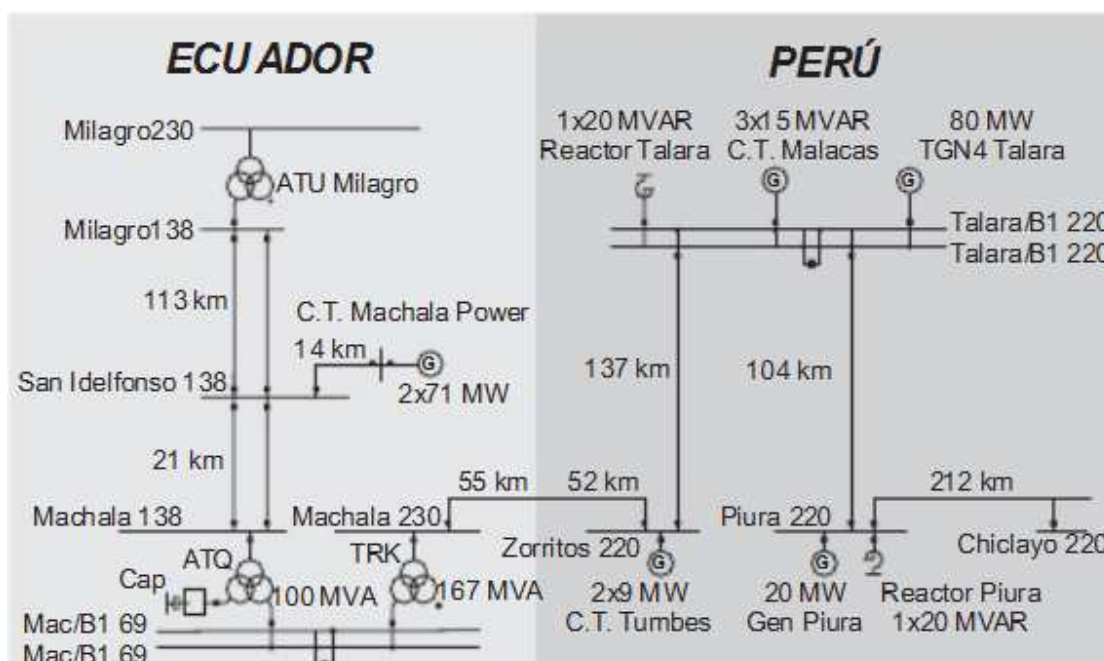


Figura 1.5. Diagrama de Interconexión Ecuador-Perú

En la figura 1.5 muestra el diagrama unificar del área de la interconexión eléctrica entre los dos países, está en construcción la línea de 220 kV entre las subestaciones de Machala (Ecuador) y Zorritos (Perú), con una longitud de 107 km. Además se instalará un nuevo transformador de 167 MVA y 230/69/13.8 kV en Machala.

Las condiciones previas a las maniobras de sincronización de los sistemas requerirá, fundamentalmente, la operación de la central a gas natural de Malacas (80 MW) en Talara, la central térmica Machala Power (142 MW) en Ecuador, y otros elementos complementarios. De acuerdo a los resultados de los estudios eléctricos, el punto recomendado para la sincronización de los sistemas es la barra de 69 kV de Machala y la separación de los mismos a través de la desconexión de las líneas de 138 kV Machala San Idelfonso, en el sistema ecuatoriano. Con ello se consigue la transferencia del suministro de Machala al sistema eléctrico peruano.

## **1.7 DIAGRAMAS ESQUEMÁTICOS DEL S.N.I.**

Se muestra en la figura 1.6, el diagrama unifilar del S.N.I. en su configuración para el año 2009, además de la proyección hasta el año 2020, con la entrada en funcionamiento de nuevas centrales hidroeléctricas como: Mazar (2 x 80 MW), Sopladora (3 X 104 MW), Toachi Pilatón (2 x 89 MW), Coca Codo Sinclair (8 x 187.5 MW), Sarapullo (2 x 25 MW), Baba (2 x 21 MW), Angamarca (75 MW), Minas (273 MW), la Unión (80 MW) dentro de los proyectos más importantes; y de la línea de transmisión de 500 kV que enlazará la Central Hidroeléctrica Coca Codo Sinclair con la S/E el Inga, reforzando de esta forma al sistema.

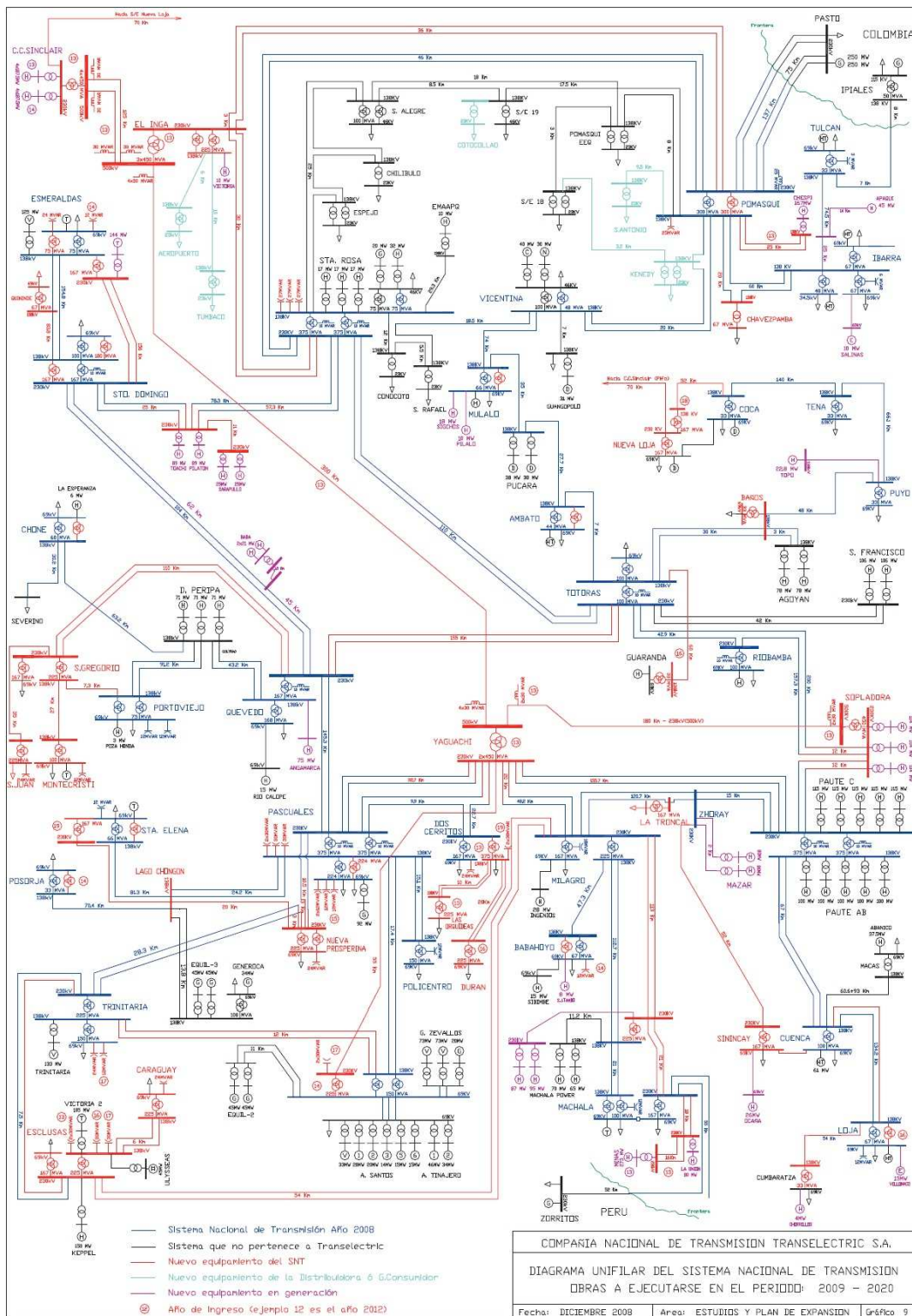


Figura 1.6. Diagrama Unifilar S.N.I. [6]



En la figura 1.7, se muestra el mapa eléctrico del Sistema Nacional De Transmisión en su configuración a mayo de 2010, se puede apreciar su topología actual. Dentro de este esquema se pueden identificar los siguientes aspectos:

- ✓ Líneas de Transmisión de 230, 138 y 69 kV
- ✓ Número de Circuitos
- ✓ Distancias de las líneas de transmisión
- ✓ S/E de Transmisión
- ✓ Tipo de Central de Generación
- ✓ Potencia Instalada de las diferentes Centrales de Generación

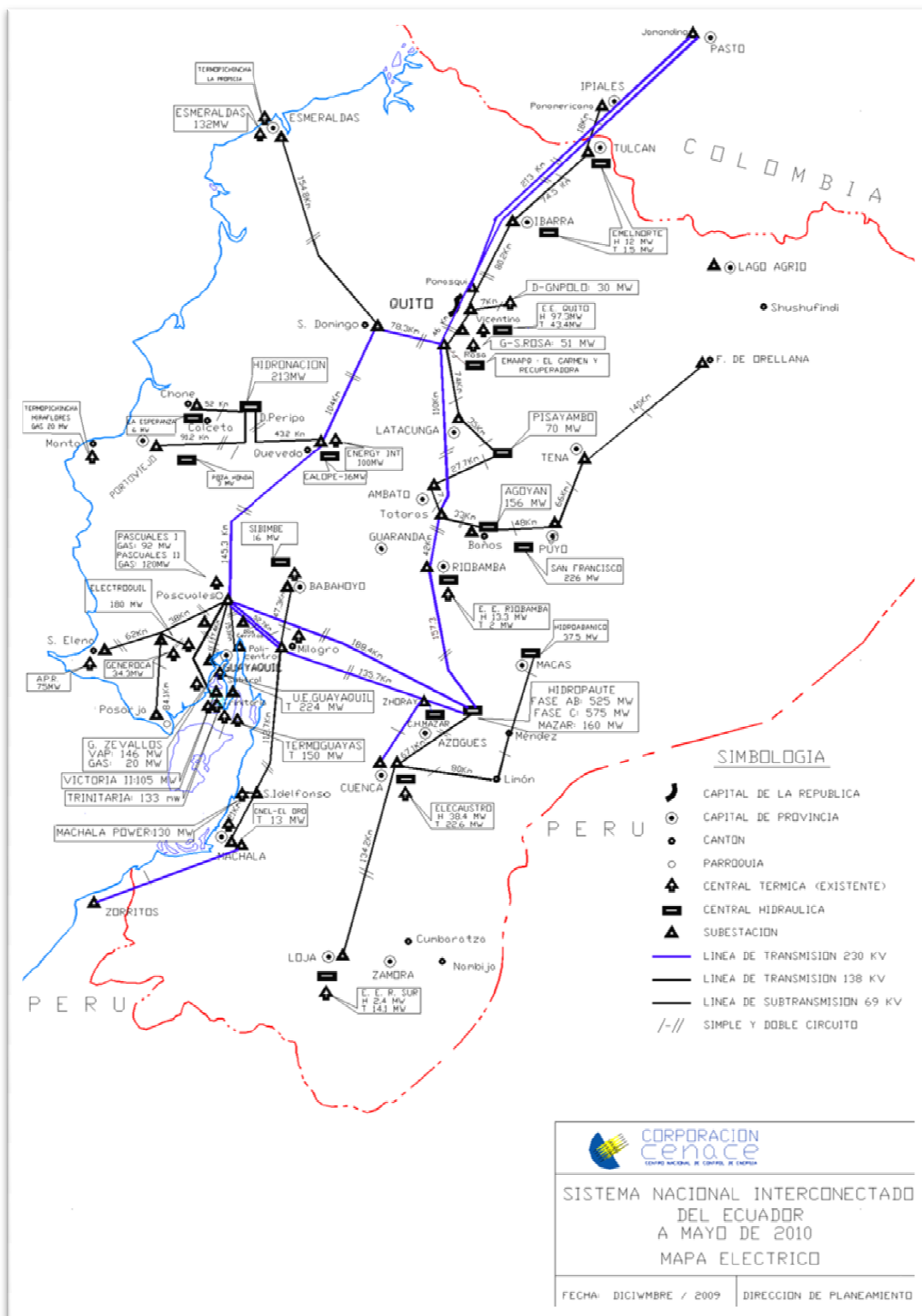


Figura 1.7. Mapa Eléctrico, SNI a mayo de 2010 [6]

## 1.8 SISTEMA DE GENERACIÓN [8] [9]

El Sistema Eléctrico Ecuatoriano está constituido por una serie de empresas públicas y privadas encargadas para la generación, y empresas públicas dedicadas a la distribución de energía eléctrica.

La Corporación Eléctrica de Ecuador, CELEC S.A., agrupa a las empresas generadoras más importantes del país como:

- Hidropaute, con una potencia instalada actual de 1760 MW correspondientes a las centrales hidroeléctricas: Paute - Molino 1100 MW y Paute - Mazar 160 MW. Además contempla una capacidad futura de 887 MW, las cuales corresponden a las centrales Sopladora y Cardenillo con potencias instaladas de 487 MW y 400 MW respectivamente.
- Hidroagoyán, con una potencia instalada actual de 455 MW correspondientes a las centrales hidroeléctricas: Agoyán, Pucará y San Francisco con potencias de 156 MW, 73 MW y 226 MW respectivamente.
- Electroguayas, cuenta con una capacidad instalada de 544 MW, constituyéndose de esta forma en la empresa termoeléctrica más grande del país, conformada por cuatro centrales de generación ubicadas estratégicamente en la ciudad de Guayaquil: Trinitaria (unidad a vapor), Gonzalo Zevallos (Unidades a vapor y una unidad a gas), Enrique García (unidad a gas) y Pascuales II (unidad a diesel), con potencias de 133 MW, (146 MW y 26 MW), 102 MW y 136.8 MW respectivamente.
- Termopichincha, cuenta con una capacidad instalada de 90.2 MW, está conformada por tres centrales termoeléctricas: Guangopolo, Santa Rosa y La Propicia, cada una con potencias instaladas de 31.2 MW, 51 MW y 8 MW respectivamente.

- Termoesmeraldas, con una potencia instalada de 132.5 MW

Actualmente la composición de generación del Sistema Nacional Interconectado se reparte en las siguientes proporciones: 53.5%, 43.6% y 2.8% para generación hidroeléctrica, generación térmica e importación desde Colombia.

## **1.9 SISTEMA DE TRANSMISIÓN [10]**

Según el esquema anterior del sector eléctrico, en el Mercado Eléctrico Mayorista (M.E.M.) la propietaria única del sistema de transmisión era TRANSELECTRIC. El 14 de enero de 2010, a través de Decreto Ejecutivo 220, se creó la Empresa Pública Estratégica, Corporación Eléctrica del Ecuador, CELEC EP, conformada por:

- ✓ Las empresas de la CELEC S.A., Hidronación, Hidropaute e Hidroagoyán, empresas de generación hidroeléctricas, Termopichincha, Termoesmeraldas, Electroguayas, empresas de generación termoeléctricas y la transmisora TRANSELECTRIC, constituyendo una empresa única encargada de generación y transmisión eléctrica a nivel nacional. Estas siete empresas son unidades estratégicas de negocio, su misión es generar y transmitir energía eléctrica al menor costo, continuo, confiable y de calidad.

Ahora TRANSELECTRIC pasa a ser una unidad de negocio de CELEC EP, la cual es la responsable de operar el Sistema Nacional de Transmisión, su objetivo principal es el transporte de energía eléctrica, garantizando el libre acceso a las redes de transmisión a los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista, compuesto por generadores, distribuidores y grandes consumidores.

El Sistema Nacional de Transmisión está compuesto por subestaciones y líneas de transmisión que recorren todo el territorio nacional, dispone de:

- 32 S/E a nivel nacional, de la cuales 9 conforman el anillo de 230 kV, estas subestaciones son: Santa Rosa, Totoras, Riobamba, Molino, Milagro, Dos Cerritos, Pascuales, Quevedo y Santo Domingo.
- 1.663,63 km de líneas de transmisión de 230 kV
- 1.600,40 km de líneas de transmisión de 138 kV, estas líneas tienen una disposición radial, salen del anillo de 230 kV para abastecer los centros de carga.
- Capacidad Instalada de transformación (MVA) 7.349", conformados por bancos de transformadores monofásicos, autotransformadores y transformadores trifásicos.

### **1.9.1 BARRAS**

En las siguientes tablas se han clasificado las barras del Sistema Nacional Interconectado por su nivel de voltaje, además se muestra su ubicación geográfica-eléctrica y la S/E a la que pertenece.

Tabla 1.3. Barras de 230 kV

BARRA	S/E	ZONA
Esclusas 230	ESCLUSAS	PASCUALES
Machala 230	MACHALA	RED 230
Milagro 230	MILAGRO	RED 230
Molino 230	MOLINO	RED 230
Pomasqui 230	POMASQUI	RED 230
Quevedo 230	QUEVEDO	RED 230
Riobamba 230	RIOBAMBA	RED 230
Sto. Domingo 230	STO DOMINGO	RED 230
SFCO 230	SAN FRANCISCO	SANTA ROSA-TOTORAS
Sta. Rosa 230	SANTA ROSA	RED 230
Totoras 230	TOTORAS	RED 230
Zorritos 230	ZORRITOS	RED 230
Pascuales	MOLINO	RED 230
Trinitaria 230	TRINITARIA	TRINITARIA

Tabla 1.4. Barras de 138 kV

BARRA	S/E	ZONA
Adelca 138	ADELCA	QUITO
Agoyan 138	AGOYAN	SANTA ROSA-TOTORAS
Ambato 138	AMBATO	SANTA ROSA-TOTORAS
Babahoyo 138	BABAHOYO	MILAGRO-MACHALA
Cedege 138	CEDEGE	PASCUALES
Chone 138	CHONE	QUEVEDO-MANABI
Conocoto138	CONOCOTO	QUITO
CT MPP 138	CT MPP	MILAGRO-MACHALA
Cuenca 138	CUENCA	CUENCA-LOJA
D Peripa 138	DAULE PERIPA	QUEVEDO-MANABI
E Espejo 138	EUGENIO ESPEJO	QUITO
El Carmen 138	CH EL CARMEN	QUITO
Electroquil 138	ELECTROQUIL	PASCUALES
Esmeraldas 138	ESMERALDAS	ESMERALDAS-STO. DOMINGO
FcOrellana 138	FCO ORELLANA	SAN FRANCISCO
Guangopolo 138	CT GUANGOPOLO	QUITO
Ibarra BP	IBARRA	NORTE
Ibarra BT	IBARRA	NORTE

Ipiales	Ipiales	NORTE
Las Juntas 138	LAS JUNTAS	PASCUALES
Loja 138	LOJA	CUENCA-LOJA
Machala 138	MACHALA	MILAGRO-MACHALA
Milagro 138	MILAGRO	MILAGRO-MACHALA
Molino 138	MOLINO	CUENCA-LOJA
Mulalo 138	MULALO	SANTA ROSA-TOTORAS
Novacero	NOVACERO	SANTA ROSA-TOTORAS
Papallacta 138	PAPALLACTA	QUITO
Pascuales	PASCUALES	PASCUALES
Policentro 138	POLICENTRO	PASCUALES
Pomasqui 138	POMASQUI	QUITO
Pomasqui 138	POMASQUI EQ	QUITO
Portoviejo 138	PORTOVIEJO	QUEVEDO-MANABI
Posorja 138	POSORJA	PASCUALES
Pucara 138	PUCARA	SANTA ROSA-TOTORAS
Puyo 138	PUYO	SAN FRANCISCO
Quevedo 138	QUEVEDO	QUEVEDO-MANABI
S Alegre 138 B1	SELVA ALEGRE	QUITO
S Alegre 138 B2	SELVA ALEGRE	QUITO
S Elena 138	SANTA ELENA	PASCUALES
S Idelfonso 138	SAN IDELFONSO	MILAGRO-MACHALA
S/E 19	S/E 19	QUITO
Salitral 138	SALITRAL	SALITRAL
SDomingo 138	STO DOMINGO	ESMERALDAS-STO. DOMINGO
SE19 138	S/E 19	QUITO
Severino 138	SEVERINO	QUEVEDO-MANABI
SRosa 138	SANTA ROSA	SANTA ROSA-TOTORAS
Tena 138	TENA	SAN FRANCISCO
Totoras 138	TOTORAS	SANTA ROSA-TOTORAS
Trinitaria	TRINITARIA	TRINITARIA
Tulcan 138	TULCAN	NORTE
Vicentina 138	VICENTINA	QUITO

Tabla 1.5. Barras de 69 kV

NOMBRE	S/E	ZONA
A Tinajero 69_1	ALVARO TINAJERO	SALITRAL
A Tinajero 69_2	ALVARO TINAJERO	SALITRAL
Abanico 69	ABANICO	CUENCA-LOJA
Ambato 69	AMBATO	SANTA ROSA-TOTORAS
Babahoyo 69	BABAHOYO	MILAGRO-MACHALA
Barra A	ANIBAL SANTOS	SALITRAL
Barra B	ANIBAL SANTOS	SALITRAL
CSA 69	CEMENTO S ALEGRE	SANTA ROSA-TOTORAS
CTGA Santos 69	ANIBAL SANTOS	SALITRAL
Calope 69	CALOPE	QUEVEDO-MANABI
Categ-A	GONZALO ZEVALLOS	SALITRAL
Categ-B	GONZALO ZEVALLOS	SALITRAL
Ceibos 69	ANIBAL SANTOS	SALITRAL
Cemento	ANIBAL SANTOS	SALITRAL
Chambers 69	ALVARO TINAJERO	SALITRAL
Chone 69	CHONE	QUEVEDO-MANABI
Coca69	COCA	SAN FRANCISCO
Conex-AS-AT	ANIBAL SANTOS	SALITRAL
Conex-AT-AS	ALVARO TINAJERO	SALITRAL
Cuenca 69	CUENCA	CUENCA-LOJA
ECO 69	ECOELECTRIC	MILAGRO-MACHALA
ECU 69	ECUDOS	MILAGRO-MACHALA
Energy International_69	ENERGY INTERNATIONAL	QUEVEDO-MANABI
Electroquil 69	ELECTROQUIL	PASCUALES
Esmeraldas 69	ESMERALDAS	ESMERALDAS-STO. DOMINGO
FcOrellana 69	FCO ORELLANA	SAN FRANCISCO
G Roca 69	GEN ROCA	PASCUALES
GZevallos	GONZALO ZEVALLOS	SALITRAL
Garay 69	ANIBAL SANTOS	SALITRAL
Guasmo_I 69	GUASMO	PASCUALES
Guasmo_II_69	GUASMO	PASCUALES
Holcim 69	HOLCIM	PASCUALES
Ibarra 69	IBARRA	NORTE
Ibarra_2 69	IBARRA	NORTE
Jivino 69	JIVINO	SAN FRANCISCO



LagoAgrio	LAGO AGRIO	SAN FRANCISCO
Loja 69	LOJA	CUENCA-LOJA
Machala 69_B1	MACHALA	MILAGRO-MACHALA
Machala 69_B2	MACHALA	MILAGRO-MACHALA
Machala 69_D1	MACHALA	MILAGRO-MACHALA
Machala 69_D2	MACHALA	MILAGRO-MACHALA
Machala 69_G	MACHALA	MILAGRO-MACHALA
Manta 69	MANTA	QUEVEDO-MANABI
Milagro 69	MILAGRO	MILAGRO-MACHALA
Movil 69	MOVIL	QUEVEDO-MANABI
Mulalo 69	MULALO	SANTA ROSA-TOTORAS
Norte 69	ANIBAL SANTOS	SALITRAL
Payamino 69	PAYAMO	SAN FRANCISCO
Policentro 69	POLICENTRO	PASCUALES
Portt 69	ALVARO TINAJERO	SALITRAL
Posorja 69	POSORJA	PASCUALES
Potoviejo 69	PORTOVIEJO	QUEVEDO-MANABI
Potoviejo_1 69	PORTOVIEJO	QUEVEDO-MANABI
Prosperina 69	ANIBAL SANTOS	SALITRAL
Puyo 69	PUYO	SAN FRANCISCO
Quevedo 69	QUEVEDO	QUEVEDO-MANABI
Riobamba 69	RIOBAMBA	SANTA ROSA-TOTORAS
S Carlos 69	SAN CARLOS 69	MILAGRO-MACHALA
S Elena 69	SANTA ELENA	PASCUALES
SDomingo 69	STO DOMINGO	ESMERALDAS-STO. DOMINGO
Salitral 69_A	SALITRAL	SALITRAL
Salitral 69_B	SALITRAL	SALITRAL
Salitral A	GONZALO ZEVALLOS	SALITRAL
Salitral B	GONZALO ZEVALLOS	SALITRAL
Shushufindi	SHUSHUFINFI	SAN FRANCISCO
Sibimbe 69	SIBIMBE	MILAGRO-MACHALA
Sur 69	ANIBAL SANTOS	SALITRAL
TG2-3-5-6	ANIBAL SANTOS	SALITRAL
Tena 69	TENA	SAN FRANCISCO
Totoras 69	TOTORAS	SANTA ROSA-TOTORAS
Tulcan 69	TULCAN	NORTE
Uly I 69	ULYSSEAS_I	PASCUALES
Uly II 69	ULYSSEAS_II	PASCUALES
Vas_TG1	ANIBAL SANTOS	SALITRAL

**Tabla 1.6. Barras de 46 kV**

<b>NOMBRE</b>	<b>S/E</b>	<b>ZONA</b>
CH Guangopolo 46	CH GUANGOPOLO	QUITO
Carolina 46	CAROLINA	QUITO
Cumbaya 46	CH CUMBAYA	QUITO
Ecoluz 46	CH ECOLUZ	QUITO
Epiclachima 46	ELECTROQUIL	QUITO
Guangopolo 46	GUANGOPOLO	QUITO
Iñaquito 46	INAQUITO	QUITO
Nayon 46	CH NAYON	QUITO
Norte 46	NORTE	QUITO
P Guerrero 46	PEREZ GUERRERO	QUITO
Pasochoa 46	PASOCHOA	QUITO
S Alegre 46	SELVA ALEGRE	QUITO
S Rafael 46	SAN RAFAEL	QUITO
S Rosa EEQ 46	SANTA ROSA EEQ	QUITO
SE16 46	S/E 16	QUITO
SE19 46	S/E 19	QUITO
SE3 46	S/E 3	QUITO
SE7 46	S/E 7	QUITO
SE9 46	S/E 9	QUITO
Sangolqui 46	SANGOLQUI	QUITO
Sur 46	SUR	QUITO
Vicentina 46 T1	VICENTINA	QUITO
Vicentina 46 T2	VICENTINA	QUITO

**Tabla 1.7. Barras de 23 kV y 34.5 kV**

<b>NOMBRE</b>	<b>S/E</b>	<b>ZONA</b>	<b>Vn [Kv]</b>
Conocoto23	CONOCOTO	QUITO	23
E Espejo 23	EUGENIO ESPEJO	QUITO	23
Pomasqui 23	POMASQUI EQ	QUITO	23
SE19 23	S/E 19	QUITO	23
Ibarra 34.5	IBARRA	NORTE	34,5

## 1.9.2 TRANSFORMADORES

El Sistema Nacional de Transmisión cuenta con tres tipos de transformadores: trifásicos, autotransformadores tridevanados y banco de transformadores monofásicos.

Los primeros se encuentran ubicados en su mayor número en las S/E de las centrales de generación, como transformadores de elevación, de esta forma se logra acoplar las centrales de generación al sistema de transmisión. Las relaciones de transformación más usuales son 13.8/69 kV, 13.8/138 kV, 13.8/230 kV, aunque existen voltajes de generación inferiores a 13.8 kV, como: 4.16 kV, 6.3 kV, 6.9 kV, etc.

Los autotransformadores tridevanados se ubican en: las S/E del anillo de 230 kV, su relación de transformación es 230/138/13.8 kV y principalmente en las S/E de subtransmisión con relaciones de transformación de 138/69/13.8 kV.

Este tipo de transformadores están conectados en configuración, estrella/estrella/delta, es decir en un grupo vectorial Y0Y0D1, el devanado terciario que poseen permite realizar compensación reactiva, o se puede usar para alimentar servicios auxiliares, es decir cargas propias de la S/E.

En el ANEXO 1. Se enlistan los transformadores del Sistema Nacional de Transmisión con sus respectivos parámetros eléctricos y las posiciones actuales de los taps.

### 1.9.3 COMPENSADORES

El Sistema Nacional Interconectado posee dos tipos de compensación: la capacitiva, mediante capacitores y la reactiva inductiva, mediante reactores. Cada uno de estos dispositivos están ubicados estratégicamente en las diversas S/E de transmisión y subtransmisión, el objetivo principal de estos dispositivos es mantener el voltaje en las barras dentro de la banda de voltaje establecida por el CENACE, de acuerdo al nivel de voltaje de la barra. Su conexión o desconexión depende de los requerimientos de reactivos que se necesiten suministrar o absorber al sistema en determinado momento.

Principalmente, en demanda mínima se requiere absorber los excesos de reactivos capacitivos del sistema, lo cual puede ocasionar que los niveles de voltaje sobrepasen el límite superior de la banda, para evitar esto es necesario la conexión de reactores que permitan esta absorción de reactivos. Por otro lado, cuando se está operando al sistema en demanda máxima, se requiere suministrar reactivos capacitivos al sistema para que ayuden a mejorar los perfiles de voltaje, entonces la conexión de Capacitores es de vital importancia.

La conexión de estos dispositivos de compensación se la realiza de dos formas: mediante la utilización del devanado terciario de los autotransformadores o mediante la conexión directa a la barra, a lo que se conoce como compensación paralela, existe otra forma de compensación, la serie, pero su configuración no es aconsejable, debido a su baja confiabilidad, ya que si el dispositivo de compensación se avería se requiere de la desconexión de un tramo del circuito. Lo cual podría ocasionar un colapso en el sistema.

#### **1.9.4 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN**

Hoy en día, para el transporte de grandes potencias se hace necesario la utilización de S/E elevadoras y líneas de transmisión para poder llegar hacia los centros de consumo. El Sistema Nacional de Transmisión cuenta con niveles de 138 kV y 230 kV para la transmisión, los índices de crecimiento de la demanda de potencia y energía del S.N.I., registrados en los últimos años hace necesaria la entrada en funcionamiento de nuevas centrales de generación como: Coca Codo Sinclair, Minas, Sopladora, Toachi Pilaton, etc.

En cualquiera de estos casos, para evacuar estas nuevas potencias hacia el S.N.I., se requiere contar con un sistema de transmisión de gran capacidad, de 500 kV, como el que el CONELEC aprobó en el plan de expansión 2007-2016. Este nuevo nivel de transmisión reforzará a los dos niveles anteriores, logrando de esta forma tener un sistema de transmisión más robusto y confiable.

El plan de expansión contempla la implementación de un sistema de transmisión de 500 kV que una los dos centros de carga más importantes del país, Quito y Guayaquil, y consecuentemente permita la implementación de sistemas radiales de 500 kV desde la S/E Pifo hacia la Central Hidroeléctrica Coca Codo Sinclair y desde la S/E Yaguachi hacia la Central Hidroeléctrica Sopladora.

En el ANEXO 2. Se enlistan las líneas de transmisión del Sistema Nacional Interconectado con su respectiva distancia y parámetros eléctricos.

## 1.10 ZONIFICACIÓN DEL S.N.I.

Como se pudo apreciar en la figura 1.6, el Sistema Nacional Interconectado cuenta con un elevado número de barras, con la finalidad de realizar un estudio más detallado de la calidad de voltaje se ha procedido a dividir al sistema en las siguientes áreas geográfico-eléctricas:

- ✓ Zona Quito: Abarca las S/E de Santa Rosa en su sector de 230 kV, 138 kV y 46 kV, Vicentina en su sector de 46 kV, Eugenio Espejo, Selva Alegre, S/E 18, S/E 19, S/E Pomasqui.
- ✓ Zona Esmeraldas – Santo Domingo: Abarca la S/E de Santo Domingo.
- ✓ Zona Quevedo – Manabí: Abarca las S/E de Chone, Quevedo, Portoviejo.
- ✓ Zona Norte: Abarca las S/E de Tulcán e Ibarra.
- ✓ Zona Anillo 230 kV: Abarca las S/E de Santo Domingo, Pomasqui, Santa Rosa, Totoras, Quevedo, Riobamba, Pascuales, Dos Cerritos, Milagro, Molino.
- ✓ Zona Cuenca – Loja: Abarca las S/E de Molino en su sector de 138 kV, Cuenca y Loja.
- ✓ Zona Santa Rosa – Totoras: Abarca las S/E de Santa Rosa, Vicentina, Totoras y Ambato.
- ✓ Zona San Francisco: Abarca las S/E de Totoras, Puyo, Tena y Francisco de Orellana.
- ✓ Zona Milagro – Machala: Abarca las S/E de Milagro en sus sectores de 138 kV y 69 kV, Machala y la S/E Babahoyo.
- ✓ Zona Pascuales: Abarca las S/E de Pascuales. Santa Elena, Salitral y Policentro.
- ✓ Zona Trinitaria: Abarca las S/E de Trinitaria y Pascuales.
- ✓ Zona de Interconexión: Comprende la S/E de Jamondino y Pomasqui (Ecuador-Colombia); las S/E Machala y Zorritos (Ecuador-Perú)

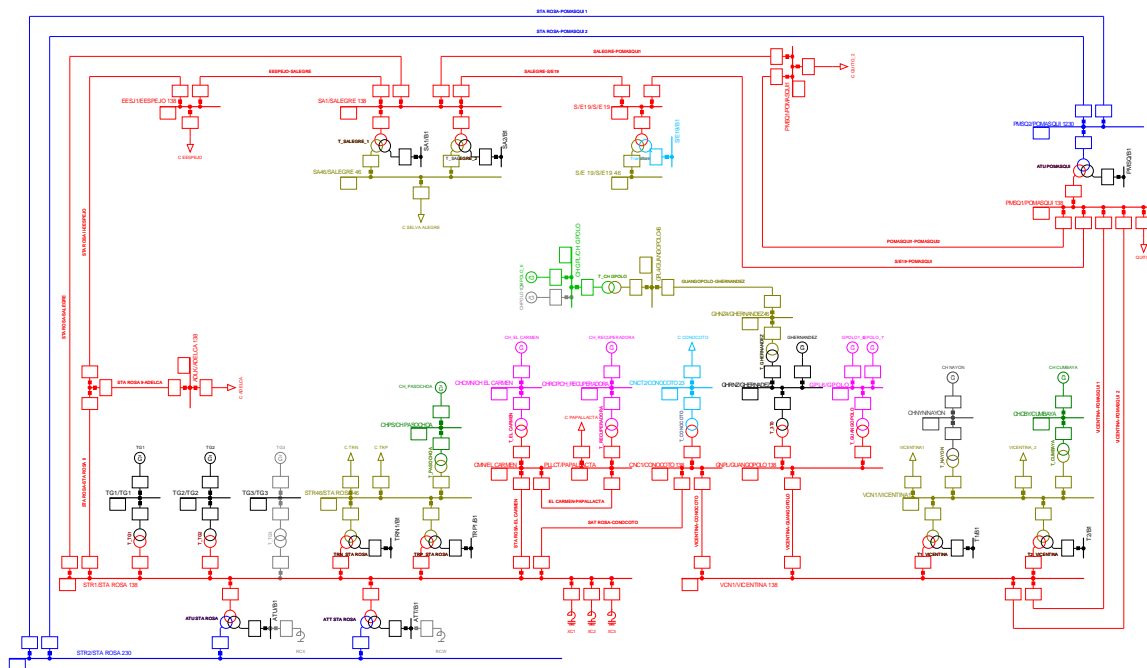


Figura 1.8. Zona Quito

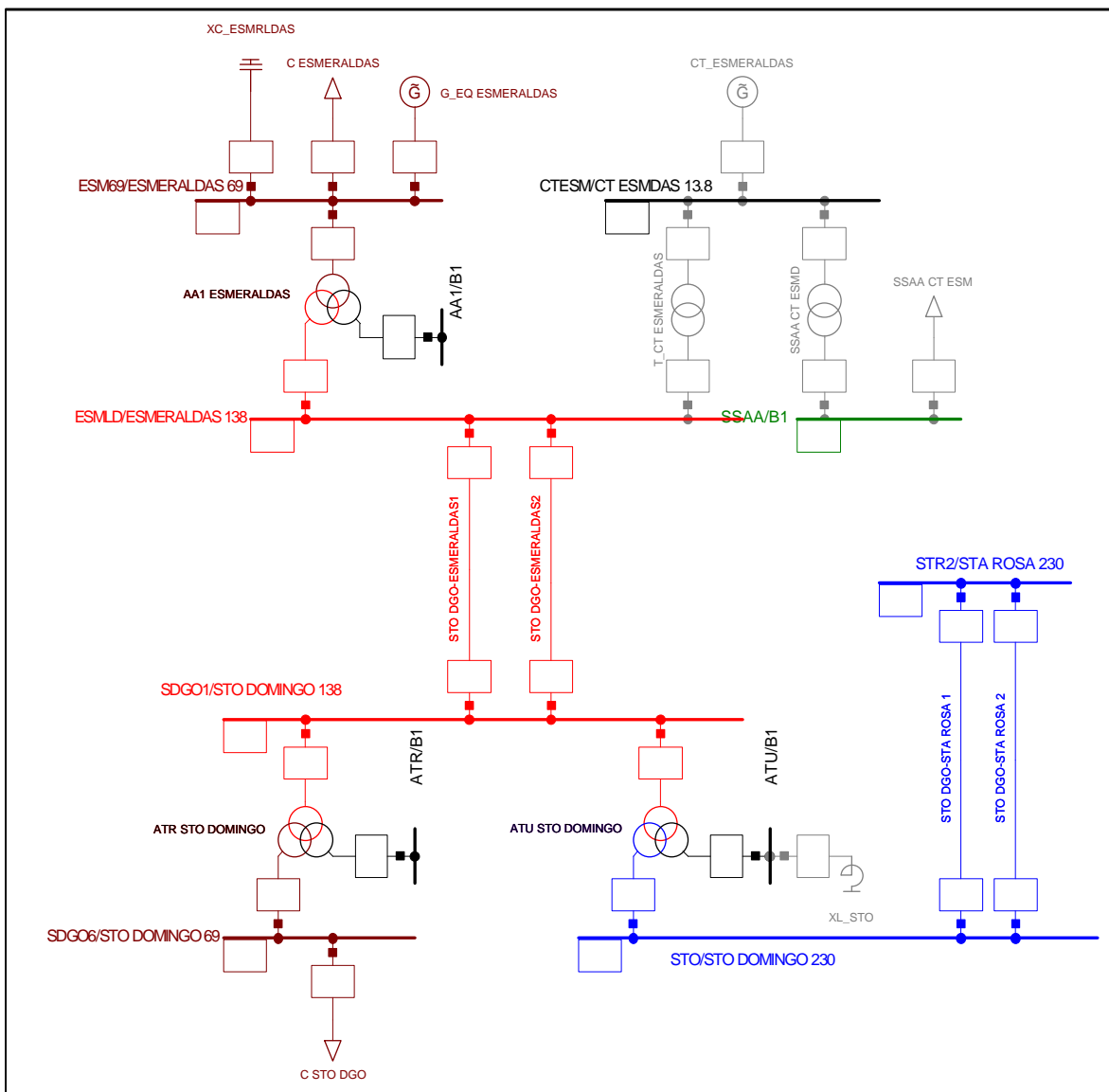


Figura 1.9. Zona Esmeraldas - Santo Domingo



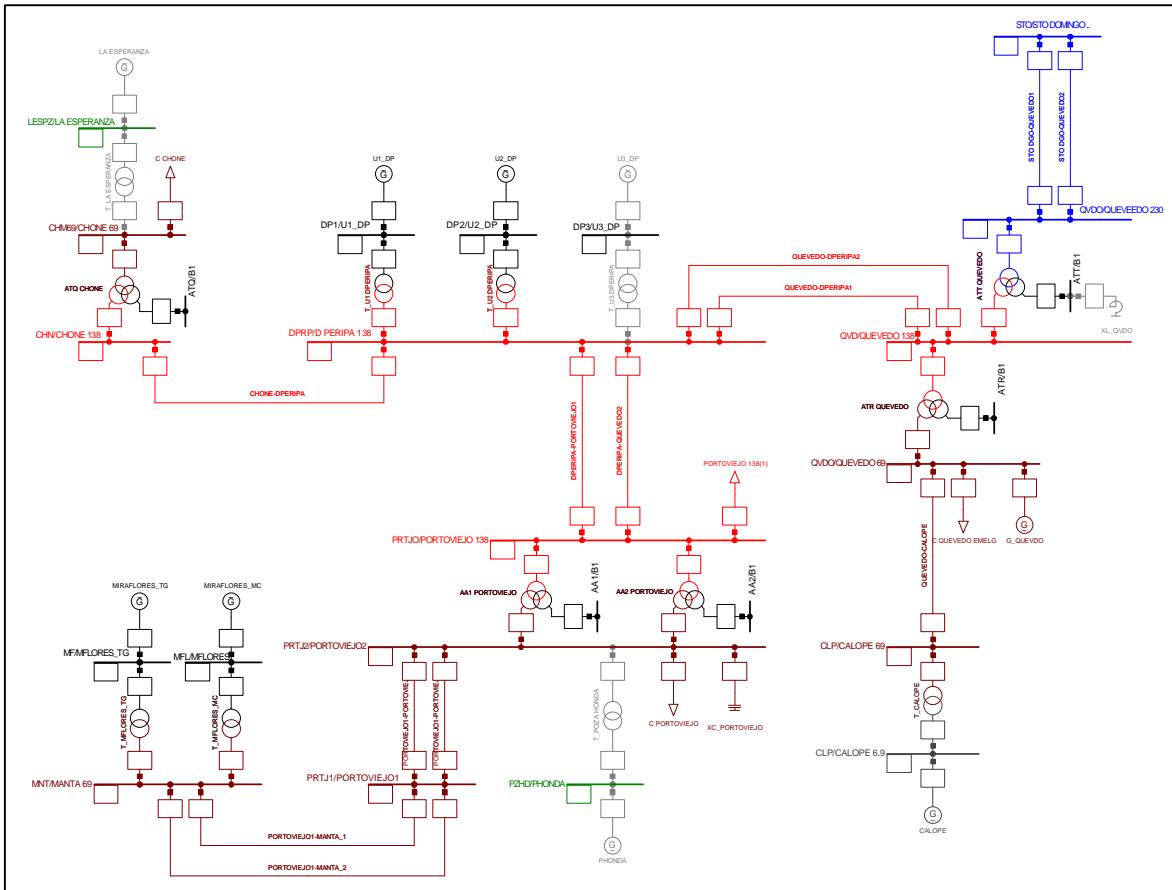


Figura 1.10. Zona Quevedo – Manabí

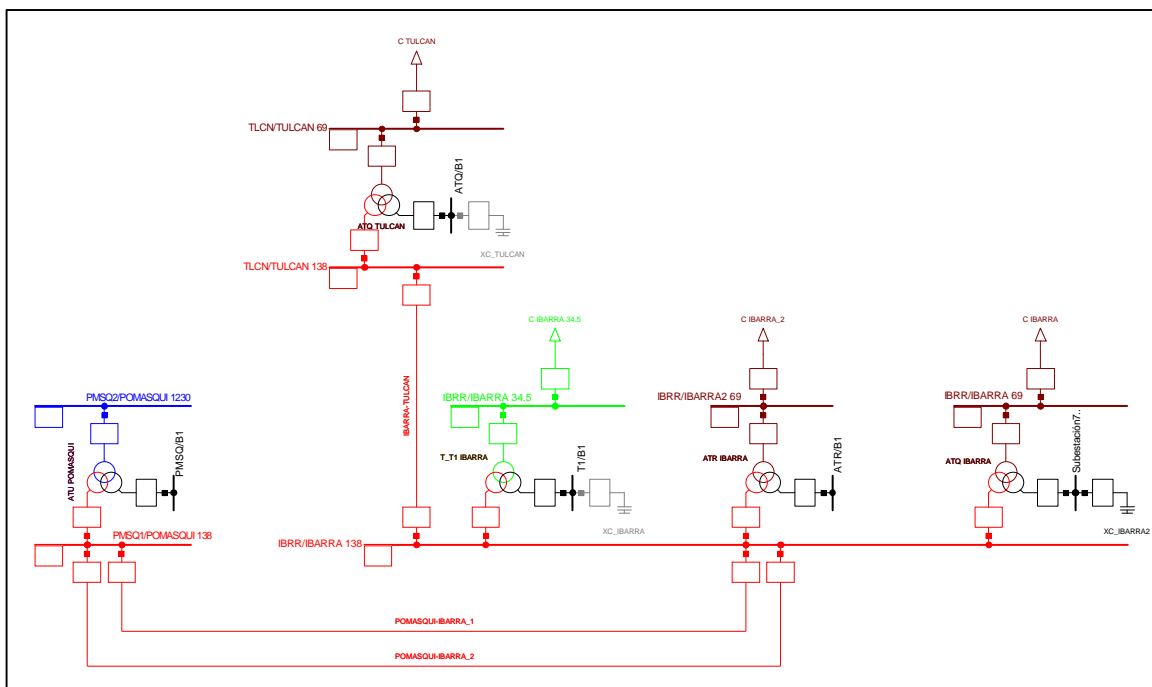


Figura 1.11. Zona Norte

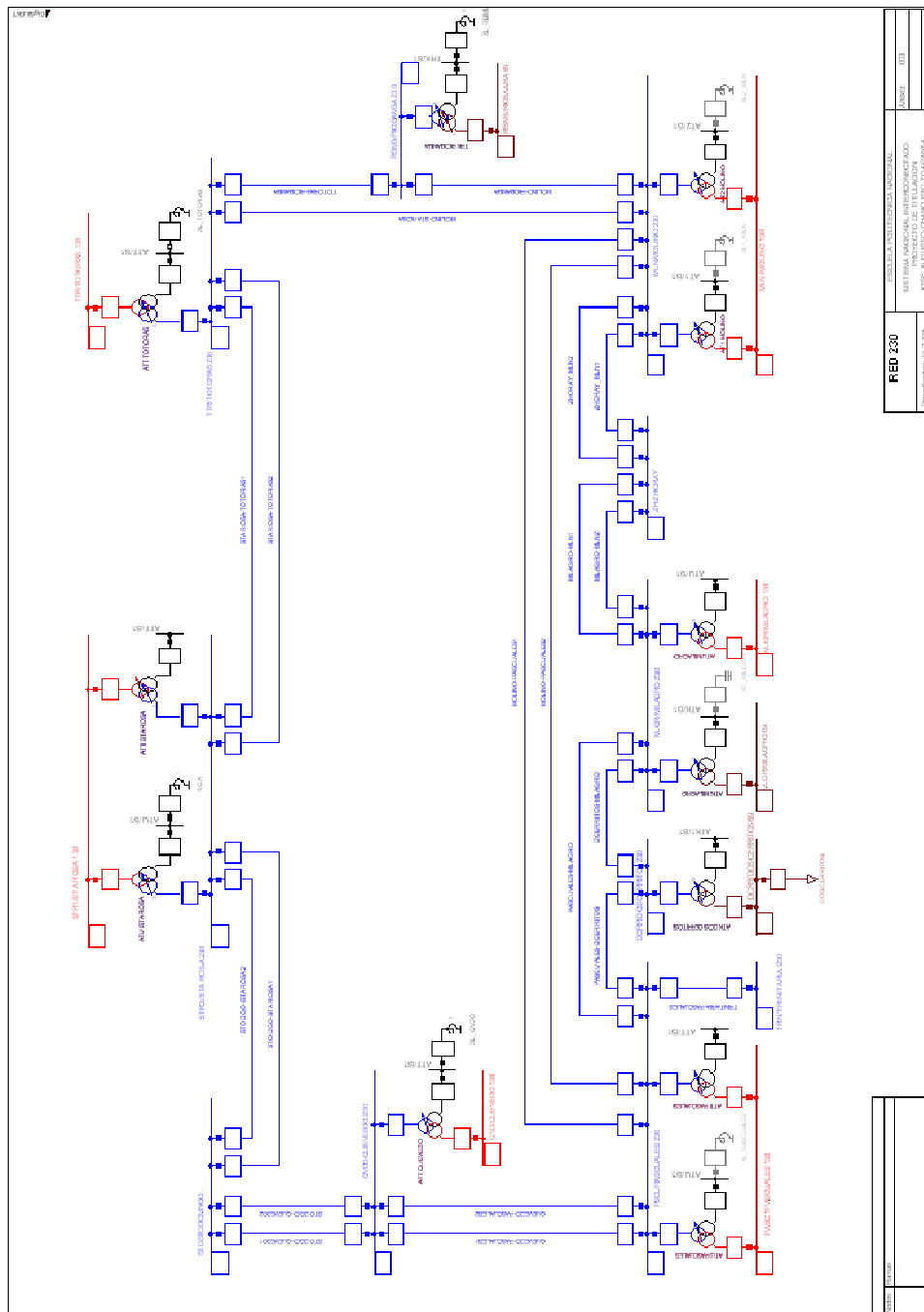


Figura 1.12. Zona Anillo 230 kV

<b>RED 230</b> SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO PROYECTO DE ESTUDIOS ADICIONALES DE CONEXIÓN CON PANAMA		LÍNEA 033
Versión: 1.2.03 12/02/2010		

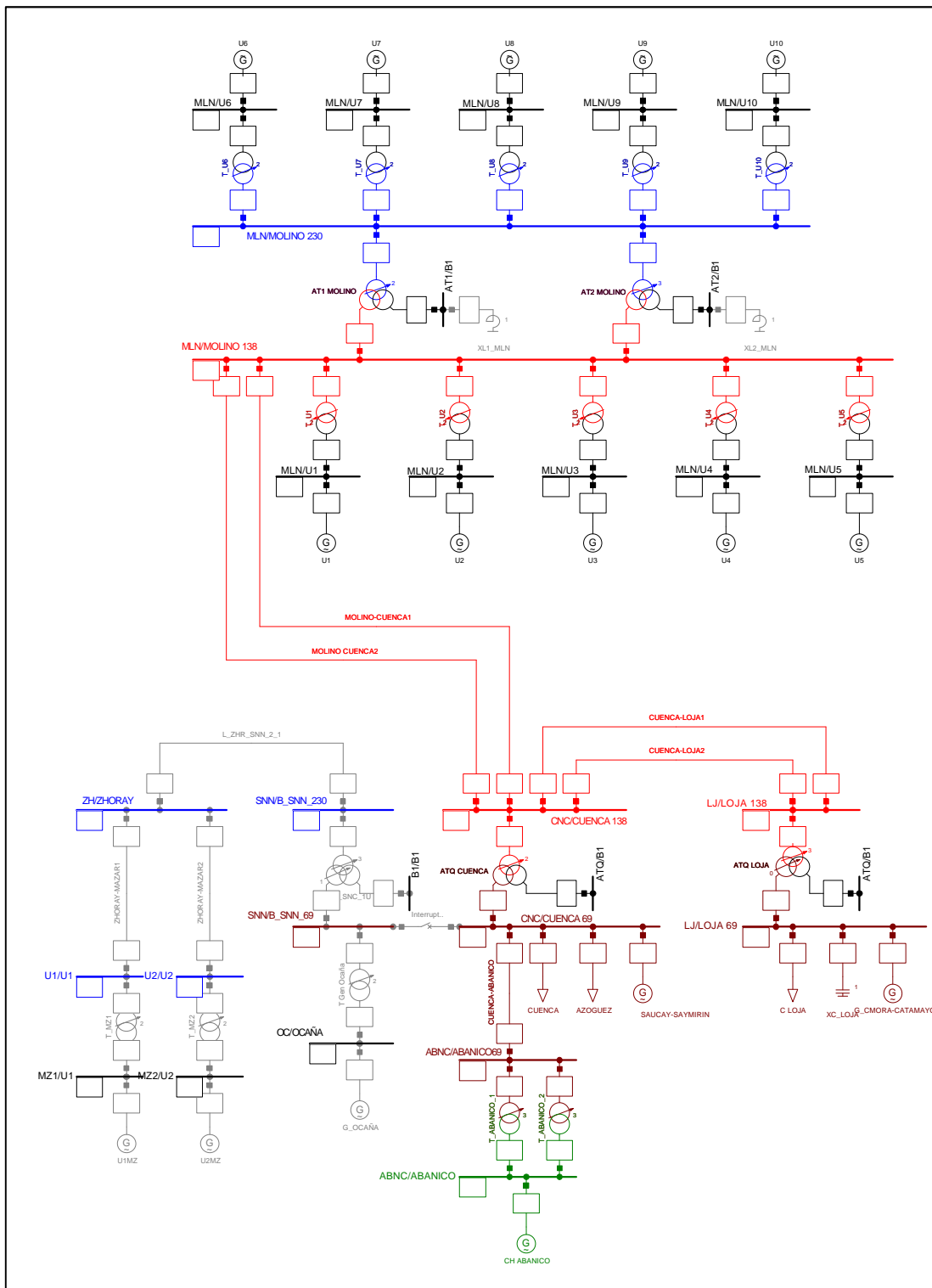


Figura 1.13. Zona Cuenca - Loja

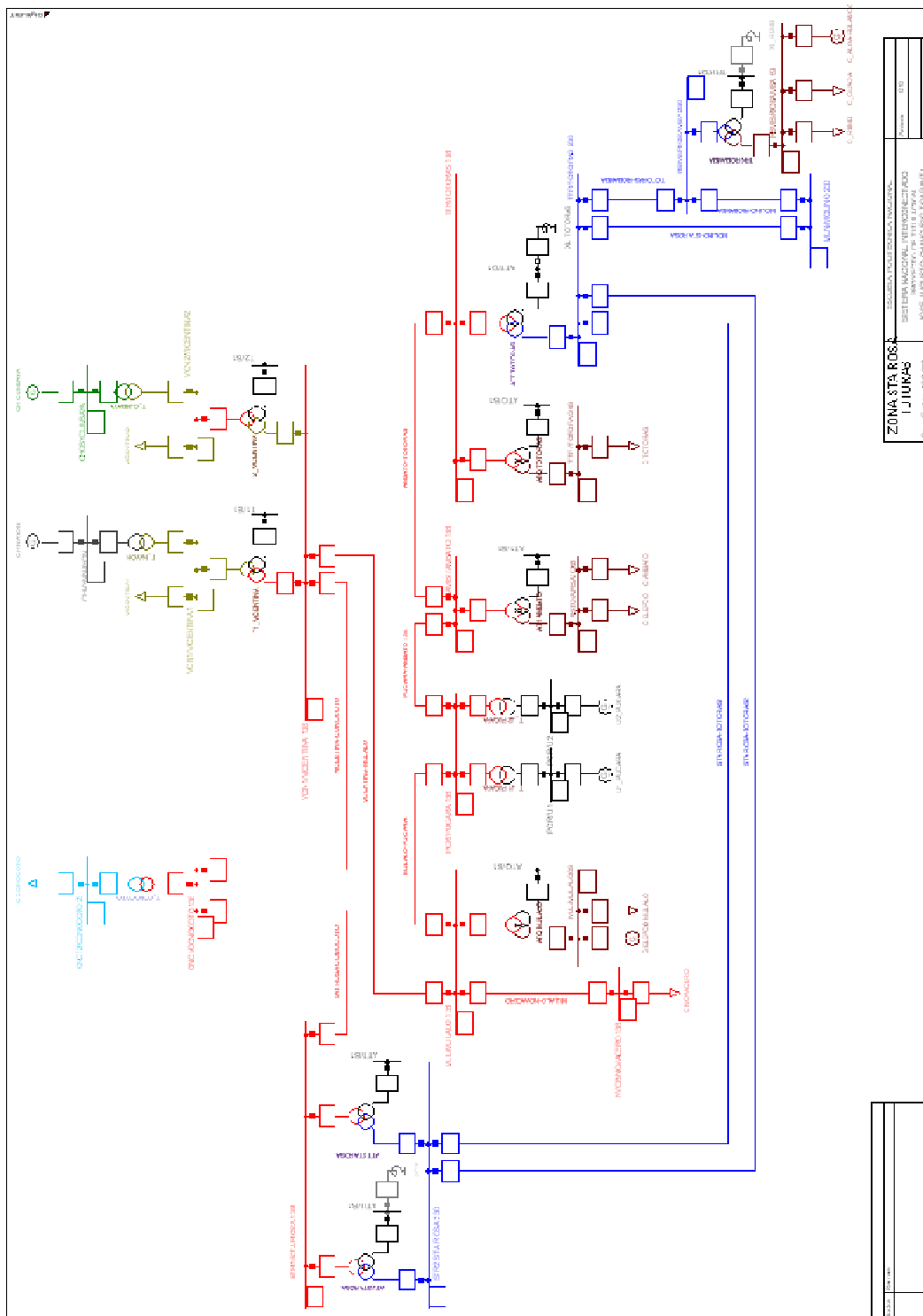


Figura 1.14. Santa Rosa - Totoras

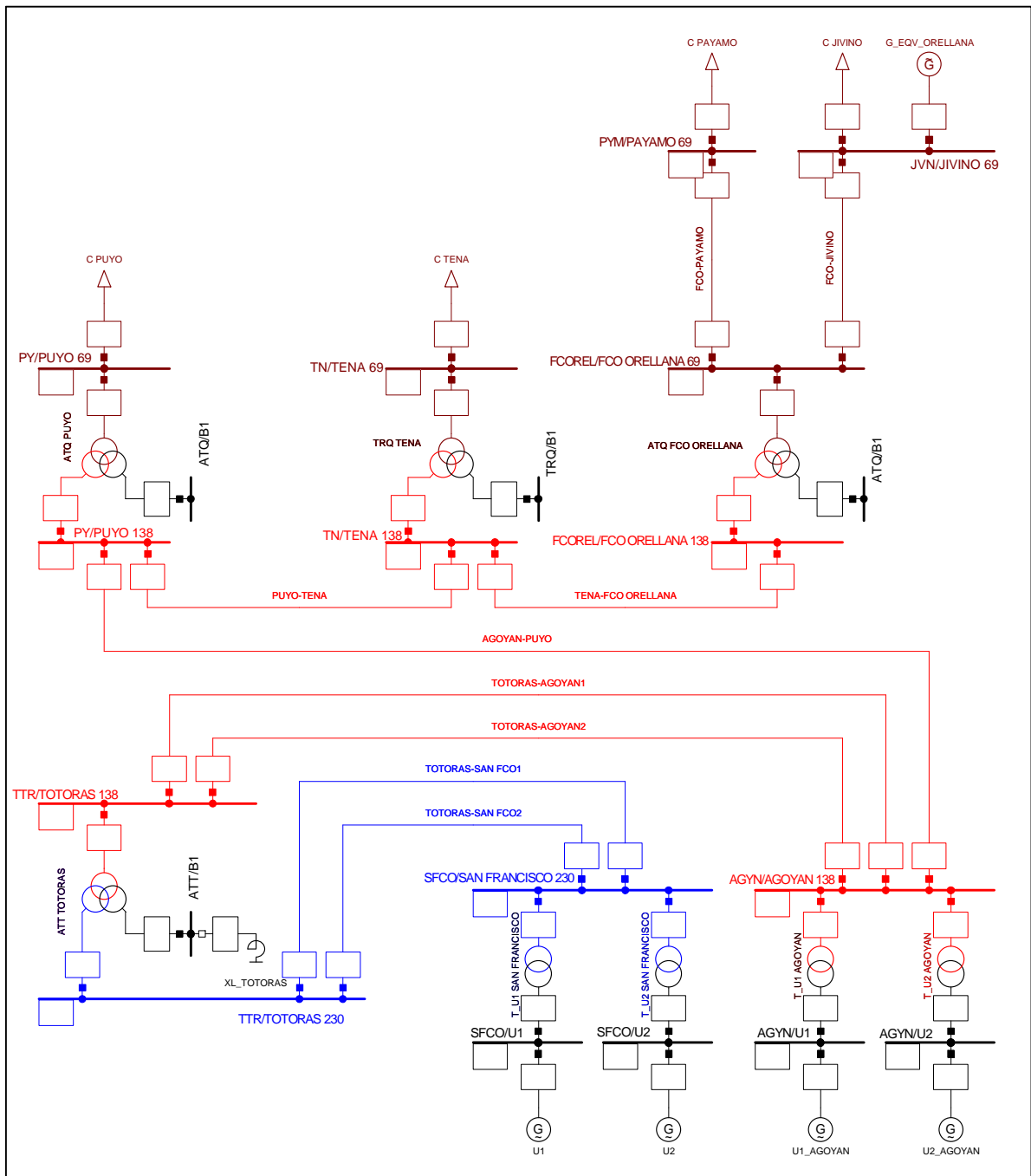


Figura 1.15. Zona San Francisco

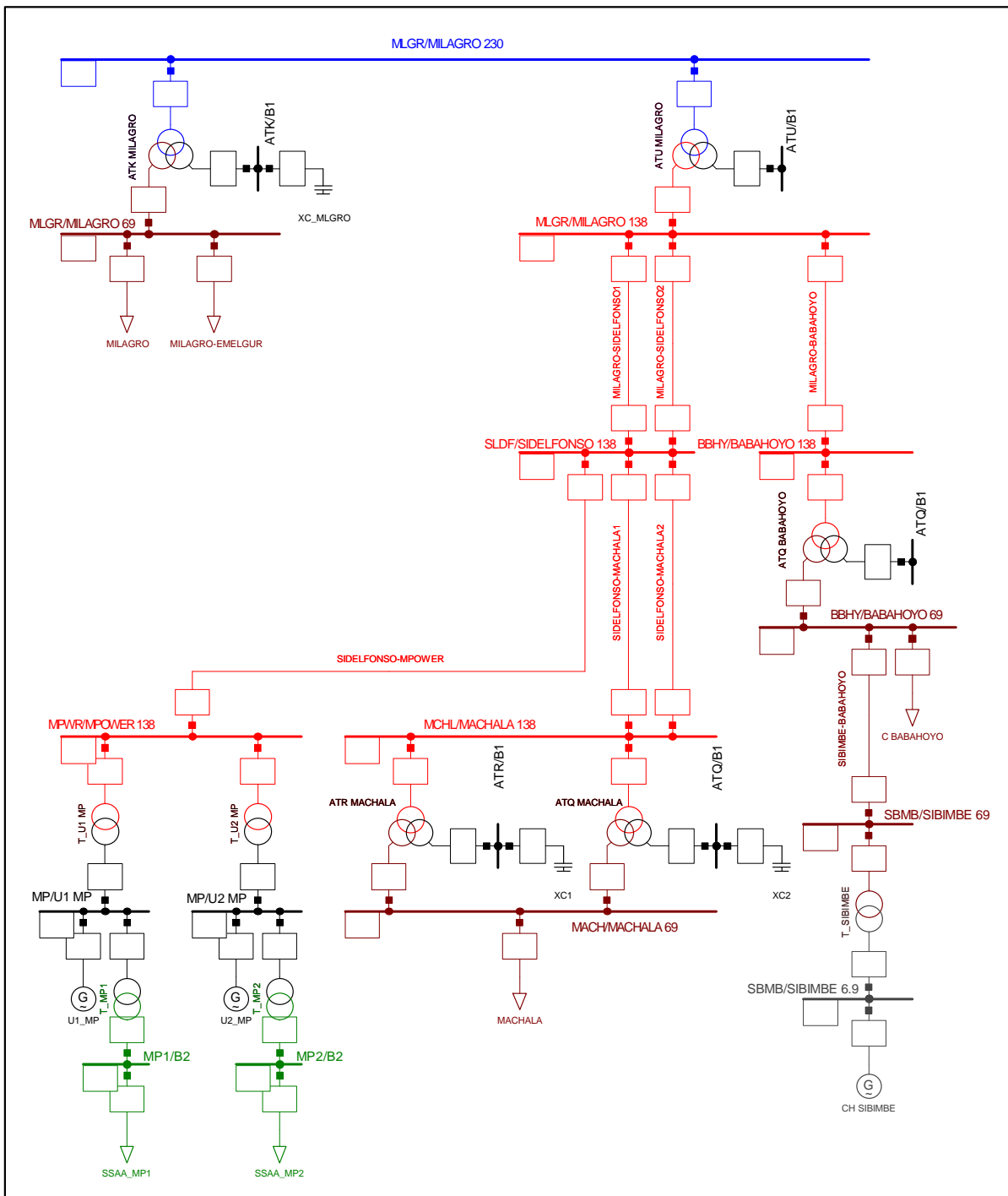


Figura 1.16. Zona Milagro - Machala

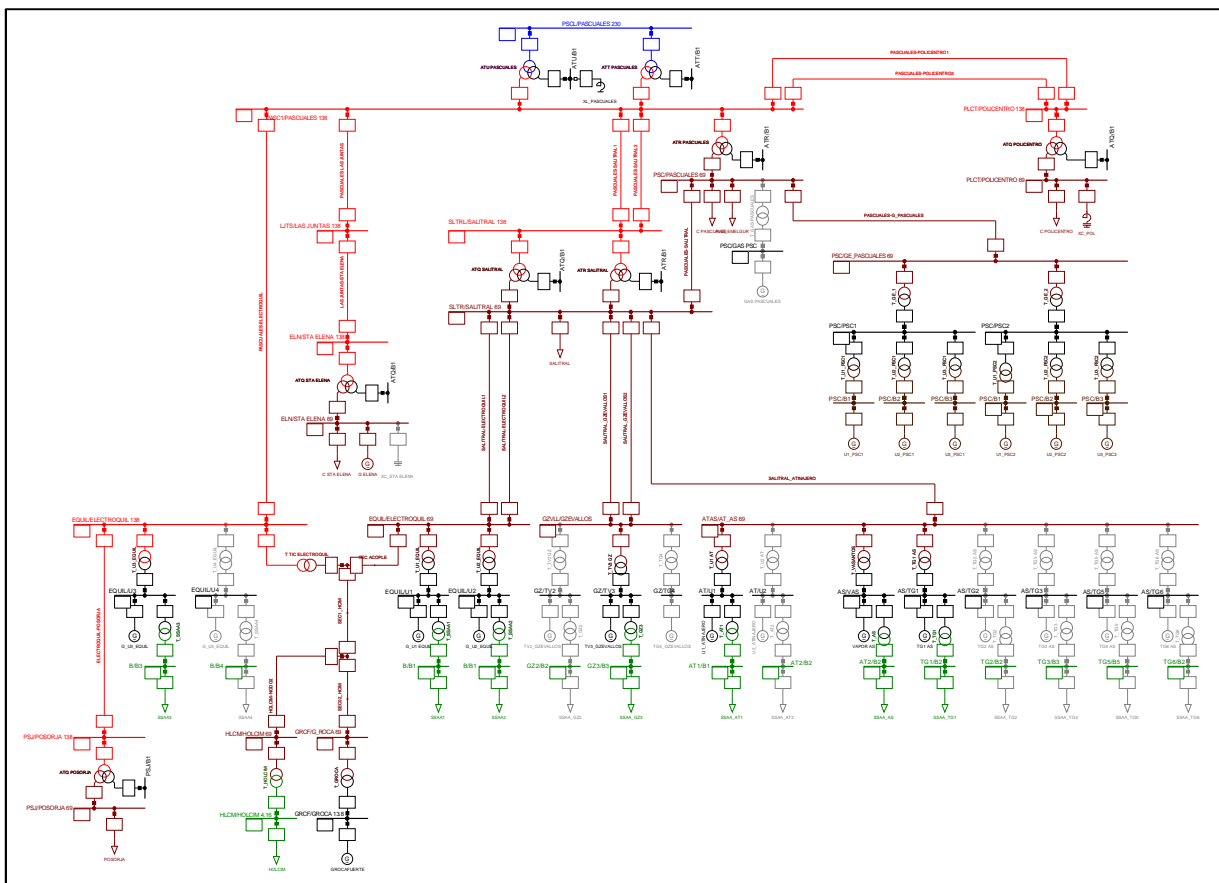


Figura 1.17. Zona Pascuales



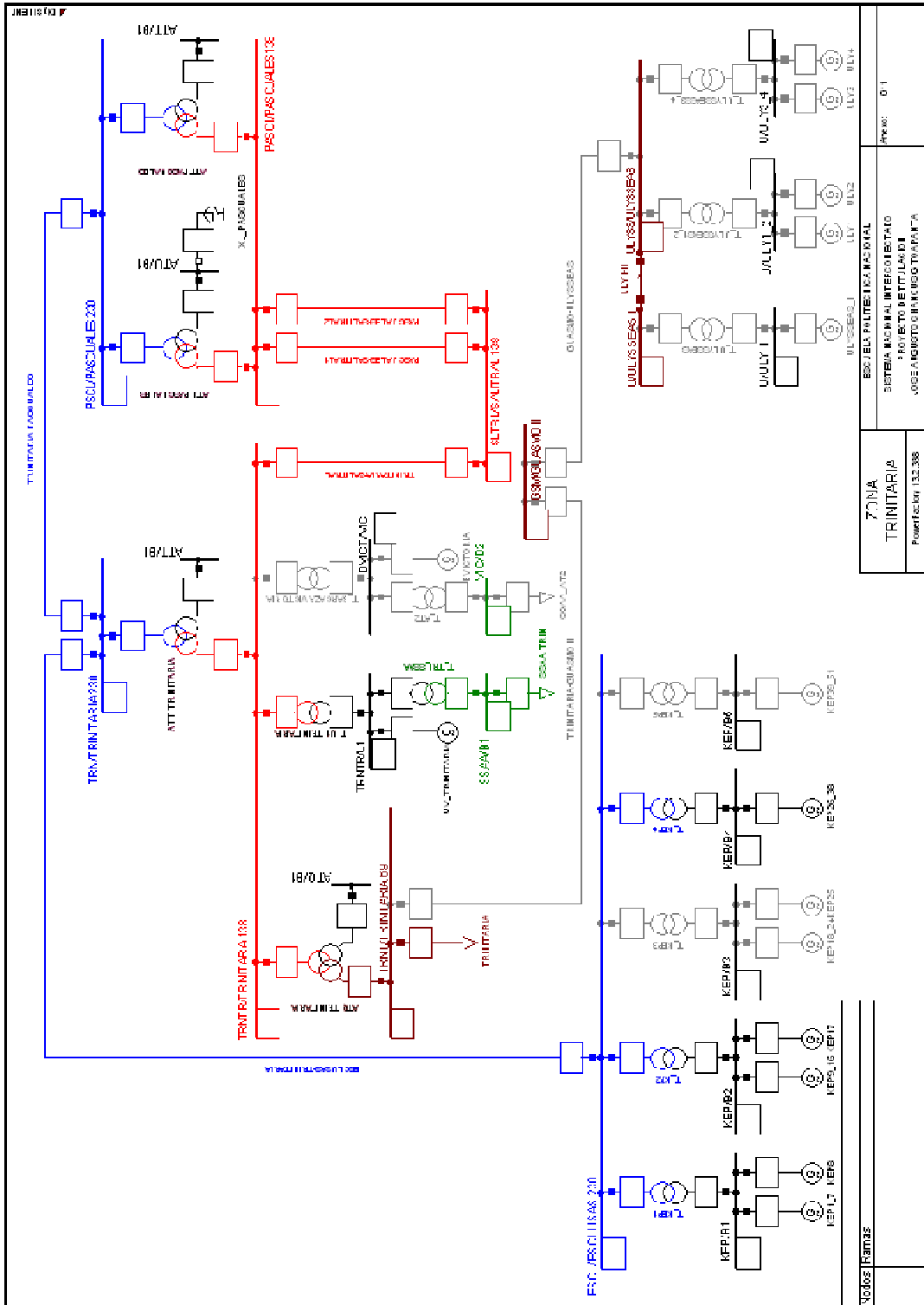


Figura 1.18. Zona Trinitaria

<p>Voices   Ramaz</p>	<p>7.3.1.1. TRINITARIA</p> <p>Power Factor: 132.338</p>	<p>ESQUEMA DE LA PALATA DE LA TRINITARIA</p> <p>SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO</p> <p>1.40. FACTOR DE POTENCIA</p> <p>USOS Y RECURSOS DEL SISTEMA TRINITARIA</p>	<p>Rev: 011</p>
-----------------------	---	---	-----------------

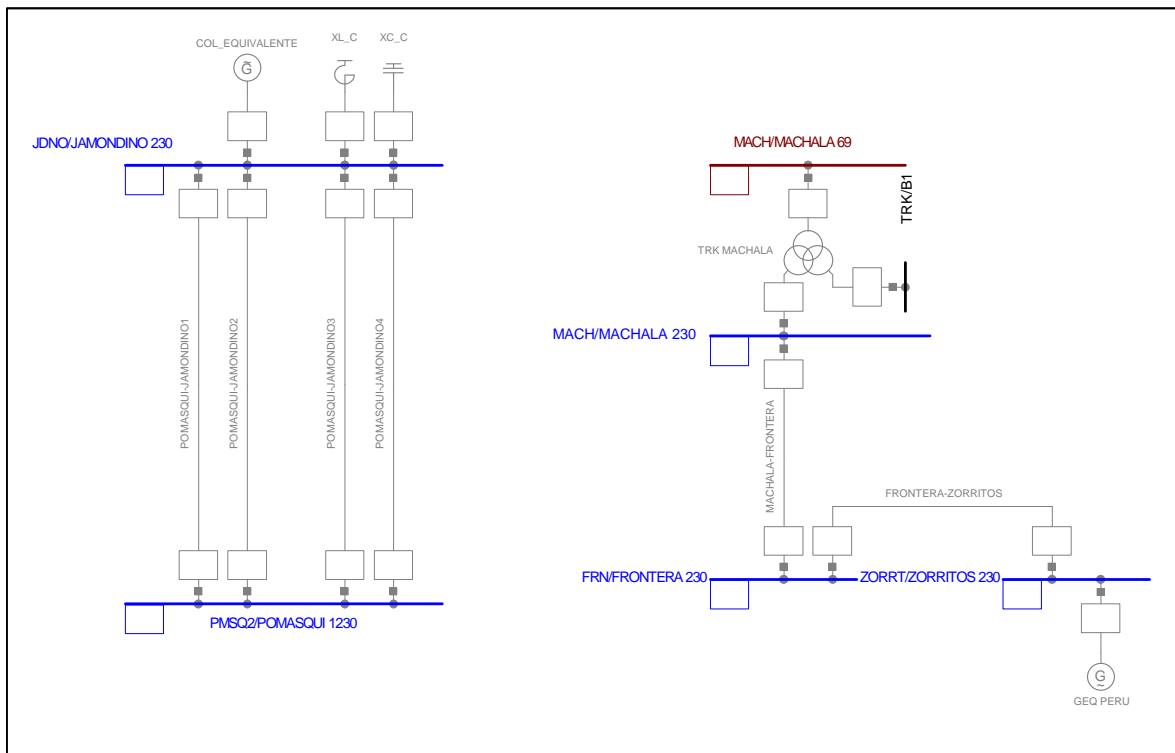


Figura 1.19. Zona Interconexión

## **CAPÍTULO 2**

### **ANÁLISIS DE LA CALIDAD DE VOLTAJE EN EL SNI**

#### **2.1 CURVAS DE CAPACIDAD DE GENERADORES SINCRÓNICO**

La máquina síncrona que opera impulsada por una turbina recibe el nombre de generador o alternador, ésta convierte la energía mecánica en eléctrica y es la principal fuente de generación de potencia eléctrica en el mundo. Además es el responsable de mantener perfiles de voltajes adecuados dentro de un sistema eléctrico de potencia ya que es la principal fuente de reactivos. Por lo que sus características y limitaciones cobran gran importancia para el estudio de la estabilidad de voltaje y por ende en la calidad de voltaje.

En este capítulo se revisara las bases teóricas de la maquina síncrona, para plantear los modelos matemáticos adecuados y así obtener las curvas de capacidad de los principales generadores del S.N.I. y así establecer los límites operativos reales de dichos generadores, de esta forma se procederá a realizar una simulación adecuada del sistema eléctrico ecuatoriano bajo condiciones actuales de demanda y generación con las posiciones actuales de los taps fijos y LTC's de los transformadores. Posteriormente en el Capitulo 3 se determinará las posiciones más adecuadas de dichos taps bajo diferentes condiciones de demanda, donde los límites de capacidad de los generadores toman gran importancia.

### 2.1.1 DESCRIPCIÓN MATEMÁTICA DE LA MÁQUINA SINCRÓNICA [14]

Para el desarrollo de las ecuaciones de la máquina síncrona se realizan las siguientes suposiciones:

- Los devanados del estator están distribuidos sinusoidalmente a lo largo del entrehierro por lo que los efectos mutuos del rotor están considerados.
- Las ranuras del estator no causan variación apreciable de las inductancias del rotor con la posición del rotor.
- La histéresis magnética es despreciada.
- Los efectos de la saturación magnética son despreciados.

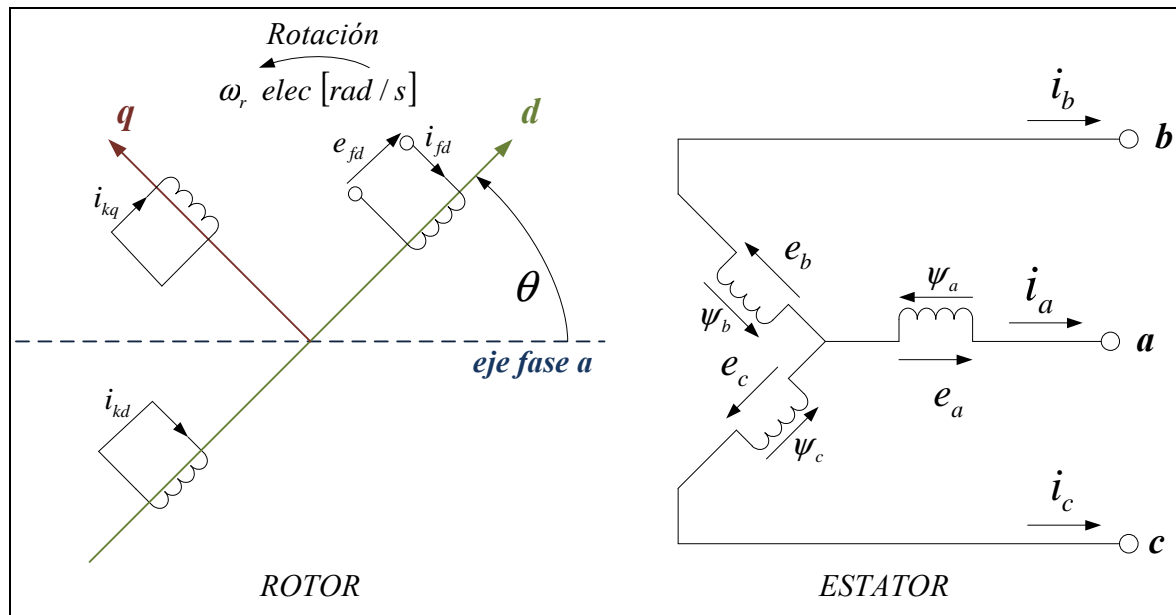


Figura 2.1. Circuitos del Rotor y Estator de una máquina síncrona.

Donde:

$a, b, c$	Son las fases del devanado del estator
$fd$	Devanado de Campo
$kd$	Circuito de amortiguamiento del eje $d$
$kq$	Circuito de amortiguamiento del eje $q$
$\theta$	Ángulo con el cual el eje $d$ adelanta al eje magnético de la fase $a$ , expresado en radianes eléctricos.
$k = 1, 2 \dots n$	Número de circuitos de amortiguamiento.
$\omega_r$	Velocidad angular del rotor, expresada en [rad/s] eléctricos.
$\psi$	Concatenaciones de flujo

La figura 2.1 muestra los circuitos involucrados en el análisis de la máquina sincrónica. El circuito del estator constituido por tres devanados de armadura  $a$ ,  $b$  y  $c$  llevando corriente alterna  $i_a$ ,  $i_b$  e  $i_c$  respectivamente. El circuito del rotor comprende dos devanados, los de campo y amortiguamiento. El devanado de campo está conectado a la fuente de corriente continua. Para propósitos de análisis, las corrientes en el devanado amortiguador pueden ser asumidas como un flujo en dos conjuntos cerrados. Un conjunto cuyo flujo está en línea con el campo a lo largo del eje  $d$  y el conjunto cuyo flujo está en cuadratura con el eje del campo o está a lo largo del eje  $q$ .

En la figura 2.1, se define  $\theta$  como el ángulo con el cual el eje  $d$  adelanta al eje magnético de la fase  $a$ , en la dirección de rotación. Desde que el rotor está rotando con respecto al estator, el ángulo  $\theta$  está incrementándose continuamente y está relacionado a la velocidad angular  $\omega_r$  y al tiempo  $t$  como se indica a continuación:

$$\theta = \omega_r \times t + \theta_0 \quad (2.1)$$

Donde  $\theta_0$  es la posición inicial del devanado de campo, que se puede seleccionar arbitrariamente cuando  $t = 0$ .

En las máquinas sincrónicas de polos salientes con el objeto de aminorar las oscilaciones transitorias, suelen instalarse devanados de amortiguamiento con su collarín de campo, el cual trabaja como si fuera una jaula de ardilla. En esta jaula de ardilla se inducen todas las corrientes amortiguadoras que reducen los fenómenos transitorios.

En las máquinas sincrónicas de rotor cilíndrico se inducen corrientes amortiguadoras en el núcleo del rotor si éste es sólido, sin embargo si el núcleo es laminado estas corrientes se reducen mucho. También se inducen corrientes amortiguadoras en los circuitos y elementos adicionales del rotor.

Puesto que el circuito magnético está constituido por bobinas con características de Resistencia e Inductancia finitas, las resistencias de los devanados de campo también ayudan a aminorar los transitorios.

Entendiéndose por transitorio a las perturbaciones que alteran las magnitudes y el desplazamiento angular de los flujos, y pueden ocasionar que el rotor se aparte de su velocidad sincrónica. Estos cambios pueden inducir corrientes en el rotor, estator, en sus núcleos y en los circuitos adicionales. Estas perturbaciones en última instancia afectan el comportamiento eléctrico y electromecánico de la máquina.

Para realizar un correcto modelado de la maquina sincrónica tenemos que analizar su comportamiento en condiciones de estado estable y bajo condiciones transitorias:

- ✓ **Operación en Estado Estable:** En estas condiciones la máquina trabaja en condiciones balanceadas, las concatenaciones de flujo del rotor son constantes y no inducen voltajes en el circuito del estator. El voltaje al rotor es proporcionado por una fuente externa la cual es constante.

- ✓ **Operación en condiciones Transitorias:** En estas condiciones, se producen cambios en las magnitudes de los flujos del rotor y del estator. A menudo cambia la velocidad del rotor, haciendo que cambie el alineamiento del rotor respecto al flujo de estator. Las concatenaciones de flujo del rotor cambian y como consecuencia se inducen voltajes que producen corrientes de amortiguamiento.

$$\psi_f \neq cte \rightarrow v = \frac{d\psi_f}{dt} \neq 0$$

Nótese que ahora el funcionamiento de la máquina se ve alterado por el aprisionamiento del flujo en el rotor debido al transitorio, para resolver el problema de operación de las máquinas en estado transitorio se utiliza la *Transformación de Park*. En éste método se realiza el cambio de variables a un marco de referencia arbitrario denominado **qd0** que gira con el rotor, para ello las variables originales del sistema trifásico **a, b, c** se sustituyen por tres cantidades en el nuevo marco de referencia **qd0**, por ejemplo las corrientes  $i_a, i_b$  e  $i_c$  se sustituyen por las corrientes  $i_d, i_q$  e  $i_0$ . Las corrientes  $i_d$  e  $i_q$  son las componentes de las corrientes trifásicas sobre los nuevos ejes. Las componentes de secuencia cero no se relacionan con ningún marco de referencia, corresponden a la relación aritmética de las variables en el sistema **a, b, c**. Así por ejemplo si el sistema **a, b, c** es balanceado la suma de las corrientes y/o la suma de los voltajes es cero, por lo tanto no se tendrán componentes de secuencia cero para sistemas trifásicos balanceados.

*Eje d*            Gira con respecto al estator a la velocidad del rotor, y en todo momento se encuentra colineal con el eje magnético del campo.

*Eje q*            Rota con respecto al estator a la velocidad del rotor, y en todo momento se encuentra en cuadratura con el eje magnético del campo.

*Eje 0*            Fijo en el estator y se encuentra desacoplado magnéticamente del resto de los ejes de la máquina.

“Aun cuando los ejes  $d$  y  $q$  giran a igual velocidad que el rotor, estos ejes representan variables del estator. El eje 0 es necesario para permitir que la transformación de coordenadas sea bidireccional, es decir, se pueda transformar de variables primitivas  $a, b, c$  a variables  $qd0$  y viceversa. Como ya se menciona anteriormente el eje  $0$  tiene una estrecha relación con las variables de secuencia cero de la transformación de componentes simétricas. En la práctica el eje  $0$  permite representar flujos de dispersión que no están acoplados con otras bobina de la máquina”. [16]

La matriz de transformación de coordenadas  $qd0$  a coordenadas primitivas se define de la siguiente forma:

$$[f_{abc}] = [K_S][f_{qd0}] \quad (2.2)$$

Donde:

$[K_S]$  Matriz de transformación directa de tercer orden

$$[K_S] = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos\theta & \cos(\theta - 120^\circ) & \cos(\theta + 120^\circ) \\ \text{sen}\theta & \text{sen}(\theta - 120^\circ) & \text{sen}(\theta + 120^\circ) \\ 1/2 & 1/2 & 1/2 \end{bmatrix} \quad (2.3)$$

Anteriormente se menciona que la transformación es bidireccional, por lo que se puede definir la siguiente matriz de transformación inversa.

$$[f_{qd0}] = [K_S^{-1}][f_{abc}] \quad (2.4)$$

Donde:

$[K_S^{-1}]$  Matriz de transformación inversa de tercer orden

$$[K_S^{-1}] = \begin{bmatrix} \cos\theta & \text{sen}\theta & 1 \\ \cos(\theta - 120^\circ) & \text{sen}(\theta - 120^\circ) & 1 \\ \cos(\theta + 120^\circ) & \text{sen}(\theta + 120^\circ) & 1 \end{bmatrix} \quad (2.5)$$



Analizando el comportamiento de los ejes eléctricos de la máquina sincrónica en el sistema de coordenadas correspondiente a las bobinas reales o físicas, se satisface el siguiente sistema de ecuaciones: [16]

$$[v_{abc}] = -[R_{abc}][i_{abc}] + \frac{d}{dt}[\psi_{abc}] \quad (2.6)$$

Al realizar las transformaciones adecuadas se tiene:

$$\begin{aligned} [v_{qdo}] &= -[K_S][R_{abc}][K_S^{-1}][i_{qdo}] + [K_S] \frac{d}{dt} \{ [K_S^{-1}][\psi_{qdo}] \} \\ [v_{qdo}] &= -[K_S][R_{abc}][K_S^{-1}][i_{qdo}] + [K_S] \frac{d}{dt} [K_S^{-1}][\psi_{qdo}] + [K_S][K_S^{-1}] \frac{d}{dt} [\psi_{qdo}] \end{aligned} \quad (2.7)$$

Desarrollando el producto matricial  $[K_S] \frac{d}{dt} [K_S^{-1}]$ :

$$\frac{d}{dt} [K_S^{-1}] = \omega \begin{bmatrix} -\text{sen}\theta & \text{cos}\theta & 0 \\ -\text{sen}(\theta - 120^\circ) & \text{cos}(\theta - 120^\circ) & 0 \\ -\text{sen}(\theta + 120^\circ) & \text{cos}(\theta + 120^\circ) & 0 \end{bmatrix}$$

$$[K_S] \frac{d}{dt} [K_S^{-1}] = \omega \begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 \\ -1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (2.8)$$

$$K' = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 \\ -1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

Teniendo en cuenta las siguientes consideraciones para un sistema balanceado:

$$[K_S][R_{abc}][K_S^{-1}] = [R_{abc}] \quad (2.9)$$

Se tiene la siguiente expresión simplificada:

$$[v_{qdo}] = -[R_{abc}][i_{qdo}] + \omega[K'][\psi_{qdo}] + \frac{d}{dt}[\psi_{qdo}] \quad (2.10)$$

El término  $\omega[\psi_{qdo}]$  resulta del campo rotacional por se los conoce como voltaje de velocidad. El término  $\frac{d}{dt}[\psi_{qdo}]$  hace referencia a los voltajes de transformación.

$$[v_{qdo}] = - \begin{bmatrix} R_a & 0 & 0 \\ 0 & R_a & 0 \\ 0 & 0 & R_a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_q \\ i_d \\ i_0 \end{bmatrix} + \omega \begin{bmatrix} \psi_d \\ -\psi_q \\ \psi_o \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \psi_q \\ \psi_d \\ \psi_o \end{bmatrix} \quad (2.11)$$

Las ecuaciones de Park referentes a los voltajes del estator tienen la forma:

$$\begin{aligned} v_d &= -R_a i_d - \dot{\theta} \psi_q + \dot{\psi}_d \\ v_q &= -R_a i_q + \dot{\theta} \psi_d + \dot{\psi}_q \\ v_0 &= -R_a i_0 + \dot{\psi}_0 \end{aligned} \quad (2.12)$$

Los circuitos de rotor, utilizando las transformaciones de Park tienen la siguiente forma:

$$\begin{aligned} V_{fd} &= R_{fd} i_{fd} + \dot{\psi}_{fd} \\ 0 &= R_{1d} i_{1d} + \dot{\psi}_{1d} \\ 0 &= R_{1q} i_{1q} + \dot{\psi}_{1q} \\ 0 &= R_{2q} i_{2q} + \dot{\psi}_{2q} \end{aligned} \quad (2.13)$$

Donde  $R_{fd}$  es la resistencia del circuito de campo,  $\psi_{fd}$  son sus concatenaciones de flujo, de forma similar para el resto de sus circuitos.

En condiciones de operación de estado estable la velocidad del rotor es constante e igual a la nominal, además si se considera máquinas de gran potencia se desprecia la resistencia de armadura. Finalmente igualando el torque electromagnético con la potencia  $P$  se tiene las siguientes ecuaciones para los voltajes en el estator:

$$v_d = -\omega_0 \psi_q \quad (2.14)$$

$$v_q = \omega_0 \psi_d \quad (2.15)$$

Realizando las transformaciones de Park para las concatenaciones de flujo al nuevo marco de referencia, tenemos:

$$\begin{aligned} \psi_d &= -L_d i_d + L_{ad} i_{fd} \\ \psi_q &= -L_q i_q \\ \psi_{fd} &= -L_{ad} i_d + L_{fd} i_{fd} \end{aligned} \quad (2.16)$$

Remplazando el sistema de ecuaciones (2.16) en las ecuaciones (2.14) y (2.15):

$$\begin{aligned} v_d &= X_q i_q \\ v_q &= -X_d i_d + E \end{aligned} \quad (2.17)$$

Donde:

$X_d = \omega_0 L_d$	Es la reactancia sincrónica de eje directo
$X_q = \omega_0 L_q$	Es la reactancia sincrónica del eje de cuadratura
$E = \omega_0 L_{ad} i_{fd}$	Es el voltaje interno

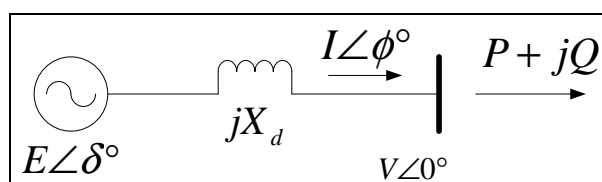
El sistema de ecuaciones (2.17) correspondientes al generador sincrónico de polos salientes pueden ser expresadas en forma fasorial:

$$\bar{E} = \bar{V} + jX_d \bar{I}_d + jX_q \bar{I}_q \quad (2.18)$$

### 2.1.1.1 Modelación del Generador Sincrónico de Rotor Cilíndrico

El generador de polos cilíndricos puede trabajar a grandes velocidades y son utilizados en centrales térmicas de vapor o de gas. Dependiendo de la velocidad que suele ser de 1800 o 3600 rpm el rotor tiene cuatro y dos polos respectivamente.

Para deducir las ecuaciones de potencia activa y reactiva se utiliza el esquema simplificado de la Figura 2.1, la resistencia interna del generador suele ser omitida ya que comparada con la reactancia tiene un valor muy pequeño.



**Figura 2.2. Esquema simplificado**

Para facilitar el análisis se asume que el voltaje a terminales del generador es la referencia, la potencia aparente que entrega el generador a sus terminales está definida por:

$$\bar{S} = \bar{V} \times \bar{I}^* \quad (2.19)$$

Desarrollando la ecuación (2.19), se tiene:

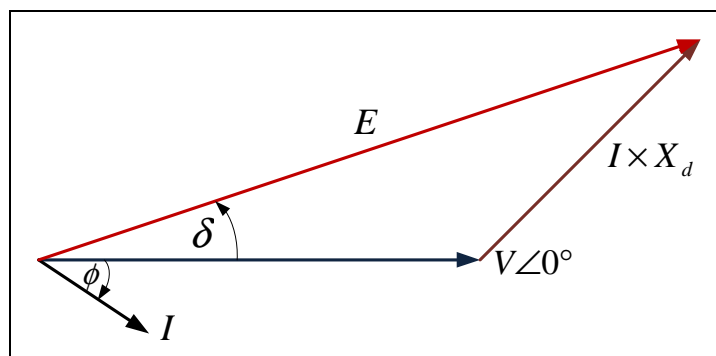
$$\begin{aligned} \bar{S} &= V\angle 0^\circ \left( \frac{E\angle \delta^\circ - V\angle 0^\circ}{jX_d} \right)^* \\ \bar{S} &= j \frac{V}{X_d} (E\angle -\delta^\circ - V) \end{aligned} \quad (2.20)$$

La potencia activa se la obtiene de la suma del producto de las partes reales y partes imaginarias de la ecuación (2.20), así se tiene:

$$P = \frac{V \times E}{X_d} \text{sen}(\delta) \quad (2.21)$$

$$Q = \frac{V \times E}{X_d} \text{cos}(\delta) - \frac{V^2}{X_d} \quad (2.22)$$

En la figura 2.3 se aprecia la composición fasorial del voltaje interno del generador, como se mencionó anteriormente el voltaje a los terminales del generador es la referencia.



**Figura 2.3. Diagrama fasorial, generador de rotor cilíndrico**

Donde:

- $P$  Es la potencia activa que entrega el generador
- $Q$  Es la potencia reactiva que entrega el generador
- $V$  Es el voltaje a los terminales del generador
- $E$  Es el voltaje interno del generador
- $I$  Es la corriente que circula por la armadura del generador
- $X_d$  Es la reactancia de eje directo del generador
- $\delta$  Es el ángulo entre el voltaje terminal y el voltaje interno
- $\phi$  Es el ángulo de desfase entre el voltaje terminal y la corriente

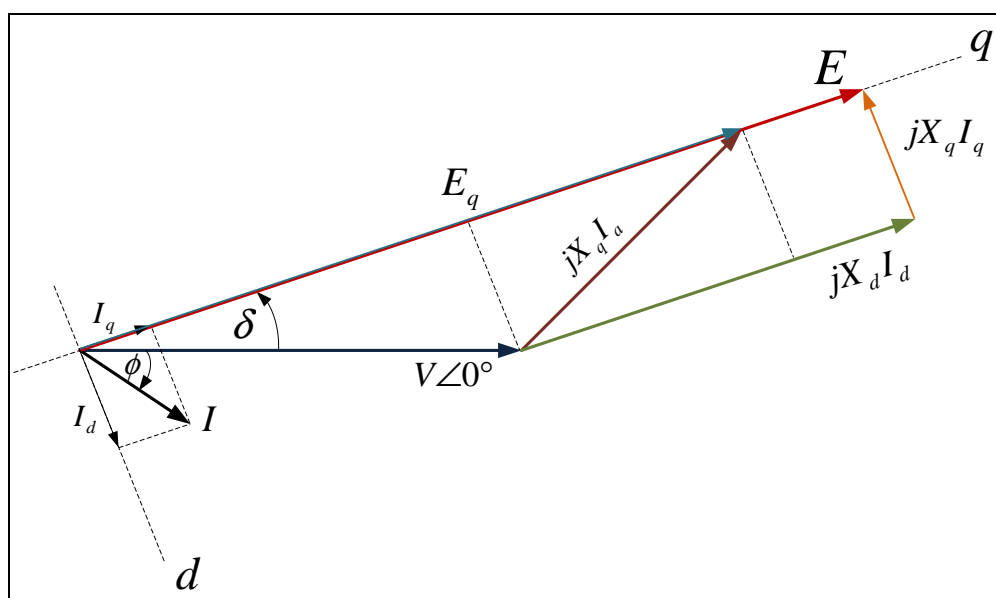
### 2.1.1.2 Modelación del Generador Sincrónico de Polos Salientes

Los generadores de polos salientes se caracterizan por trabajar a bajas velocidades y por lo tanto en su rotor tienen distribuidos un número de mayor de polos que en la máquina sincrónica de rotor cilíndrico, son utilizados en centrales hidráulicas en las que el flujo de agua puede hacer rotar a la turbina en velocidades que van desde los 200 rpm hasta los 1800 rpm.

La ecuación para el voltaje interno para este tipo de generadores se desarrollo anteriormente cuando se analizaba las ecuaciones de voltaje de Park, ésta tiene la forma fasorial:

$$\bar{E} = \bar{V} + jX_d\bar{I}_d + jX_q\bar{I}_q$$

De la expresión anterior se puede construir el diagrama fasorial, el cual es punto de partida para desarrollar las expresiones de potencia activa y reactiva.



**Figura 2.4. Diagrama fasorial generador de polos salientes**

En la Figura 2.4 se puede apreciar que la corriente  $I$  está formada fasorialmente por sus componentes proyectadas sobre los ejes directo y de cuadratura de modo que:

$$\bar{I} = \bar{I}_q + \bar{I}_d \quad (2.23)$$

Del diagrama fasorial de la Figura 2.4 se deducen las siguientes relaciones:

$$\bar{I}_q = I_q \angle \delta^\circ \quad (2.24)$$

$$X_q I_q = V \text{sen} \delta \quad (2.25)$$

$$\bar{I}_q = \frac{V \text{sen} \delta}{X_q} \angle \delta^\circ \quad (2.26)$$

$$E - V \cos \delta = X_d I_d \quad (2.27)$$

$$\bar{I}_d = \frac{E - V \cos \delta}{X_d} \angle -90^\circ + \delta^\circ = -j \frac{E - V \cos \delta}{X_d} \angle \delta^\circ \quad (2.28)$$

Introduciendo la ecuación (2.23) en el cálculo de la potencia que entrega el generador a sus terminales, se tiene:

$$\bar{S} = \bar{V} \cdot (\bar{I}_q + \bar{I}_d)^* \quad (2.29)$$

Sustituyendo las ecuaciones (2.26) y (2.28) en la ecuación (2.29) se tiene:

$$\begin{aligned} \bar{S} &= V \angle 0^\circ \cdot \left( \frac{V \text{sen} \delta}{X_q} \angle -\delta^\circ + j \frac{E - V \cos \delta}{X_d} \angle -\delta^\circ \right) \\ \bar{S} &= V \angle 0^\circ \cdot \left( \frac{V \text{sen} \delta}{X_q} + j \frac{E - V \cos \delta}{X_d} \right) \cdot (\cos \delta - j \text{sen} \delta) \\ \bar{S} &= \left( \frac{V^2 \text{sen} \delta}{X_q} + j \frac{V \cdot E}{X_d} - j \frac{V^2 \cos \delta}{X_d} \right) \cdot (\cos \delta - j \text{sen} \delta) \end{aligned}$$

La potencia reactiva es obtenida de la suma de los productos de las partes reales y las partes imaginarias, de modo que:

$$\begin{aligned} P &= \frac{V^2 \text{sen} \delta \cdot \cos \delta}{X_q} + \frac{V \cdot E}{X_d} \text{sen} \delta - \frac{V^2 \text{sen} \delta \cdot \cos \delta}{X_d} \\ P &= \frac{V \cdot E}{X_d} \text{sen} \delta + V^2 \text{sen} \delta \cdot \cos \delta \left( \frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d} \right) \end{aligned} \quad (2.30)$$

Para llegar a una expresión más simple se utiliza la siguiente identidad trigonométrica:

$$\text{sen}(2\delta) = 2\text{sen}\delta \cdot \text{cos}\delta \quad (2.31)$$

Introduciendo (2.31) en (2.30), se tiene:

$$P = \frac{V \cdot E}{X_d} \text{sen}\delta + \frac{V^2}{2} \left( \frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d} \right) \text{sen}(2\delta) \quad (2.32)$$

La potencia reactiva se define como la suma del producto de las partes reales por las imaginarias, de modo que:

$$Q = -\frac{V^2 \text{sen}^2 \delta}{X_q} + \frac{V \cdot E}{X_d} \text{cos}\delta - \frac{V^2 \text{cos}^2 \delta}{X_d} \quad (2.33)$$

Para simplificar la expresión anterior se utilizan las siguientes identidades trigonométricas:

$$\text{cos}^2 \delta = \frac{\text{cos}(2\delta) + 1}{2} \quad (2.34)$$

$$\text{sen}^2 \delta = \frac{1 - \text{cos}(2\delta)}{2} \quad (2.35)$$

Reemplazando (2.34) y (2.35) en (2.33) se tiene:

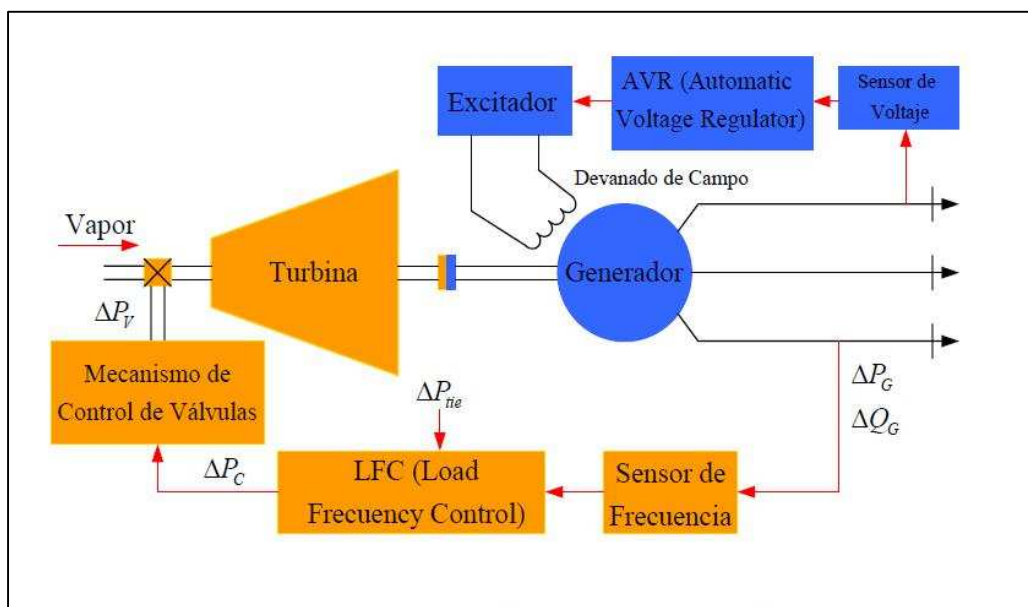
$$Q = -\frac{V^2}{X_q} \left( \frac{1 - \text{cos}(2\delta)}{2} \right) + \frac{V \cdot E}{X_d} \text{cos}\delta - \frac{V^2}{X_d} \left( \frac{\text{cos}(2\delta) + 1}{2} \right)$$

$$Q = \frac{V \cdot E}{X_d} \text{cos}\delta - \frac{V^2}{2} \left( \frac{1}{X_q} + \frac{1}{X_d} \right) + \frac{V^2}{2} \left( \frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d} \right) \text{cos}(2\delta) \quad (2.36)$$



## 2.1.2 CONTROL DE LAS POTENCIAS REAL Y ACTIVA [17]

Cuando la máquina síncrona se conecta a una barra infinita, su voltaje y frecuencia permanecen en estado cuasi estable (magnitudes de voltaje y frecuencia aceptables a sus terminales). Sin embargo dos variables controlables son la corriente de campo y par mecánico de la flecha. El control de la corriente de campo  $I_a$  recibe el nombre de Control del Sistema de Excitación, se aplica al generador para suministrar o absorber una cantidad variable de potencia reactiva. Controlar el par mecánico de la flecha implica controlar la potencia real, por lo que la acción de control se la realiza directamente a la fuente de energía mecánica.



**Figura 2.5. Control Básicos de un Generador**

La Figura 2.5 muestra los controles básicos de un generador síncrono impulsado por una turbina de vapor. El lazo de control de potencia-frecuencia o control ( $P - f$ ) conocido como LFC (Load Frequency Control), controla la potencia activa y la frecuencia; mientras que el lazo del Regulador Automático de Voltaje o de potencia reactiva-voltaje ( $Q - V$ ), AVR (Automatic Voltage Control), regula potencia reactiva y la magnitud del voltaje.

El lazo LFC, adquiere importancia con el crecimiento de sistemas interconectados y ha hecho que sea posible la operación de sistemas interconectados. Hasta nuestros días, es aún la base de muchos conceptos avanzados para el control de sistemas de gran tamaño. En un sistema de potencia interconectado, para cada generador se instala un lazo de control  $P-f$ , denominado LFC y un regulador automático de voltaje (AVR) como lazo de control  $Q-V$ .

Los cambios en la potencia real (o activa) afectan principalmente a la frecuencia del sistema, mientras que la potencia reactiva afecta es menos sensitiva a los cambios en la frecuencia y depende principalmente en los cambios de la magnitud de voltaje. Por lo tanto, es posible controlar la potencia activa y la reactiva de manera independiente.

Los controladores son ajustados a una condición particular de operación y se hacen cargo de pequeños cambios en la demanda de carga para mantener la frecuencia y la magnitud de voltaje entre los límites deseados. Pequeños cambios en la potencia real son primordialmente dependientes de los cambios en el ángulo del rotor,  $\delta$ , y por lo tanto, la frecuencia. La potencia reactiva depende principalmente de la magnitud de voltaje en la excitación del generador.

Cuando un generador está interconectado a un sistema de potencia con otros generadores, el sistema juega un papel importante en el comportamiento de los dos lazos de control. Cuando los generadores son sincronizados, sus velocidades eléctricas actuales son idénticas, sin importar que los generadores tengan LFC. El lazo de control LFC y principalmente los gobernadores, se encargan de controlar la distribución de potencia entre los generadores interconectados mediante el ajuste de la potencia a un nuevo valor de referencia en el gobernador.

La operación de los reguladores automáticos de voltaje, AVR, es similar aunque no idéntica. Los voltajes en un sistema interconectado están muy cercanos a sus valores nominales, el AVR básicamente se encarga de controlar la potencia reactiva

suministrada por el generador, por lo menos hasta que el generador alcanza sus límites. En realidad, cuando el sistema interconectado cambia, es cuando el lazo LFC y el AVR llevan a cabo su finalidad principal.

Si se pierde carga en un sistema, los generadores se acelerarán a una nueva velocidad estable determinada por todos los gobernadores del sistema y la regulación de velocidad; la potencia final es compartida por los generadores a razón de sus valores nominales, en vista de que la caída de todos los generadores es la misma. El AVR actúa para mantener el voltaje en terminales bajo valores consistentes con el ajuste nominal y con la demanda modificada de potencia reactiva. Ambos controles actúan para minimizar los cambios de voltaje y frecuencia causados por cambios de carga pequeños y casi aleatorios, que ocurren constantemente en un sistema interconectado de potencia.

### 2.1.2.1 Control de Frecuencia [17] [18]

Los objetivos operacionales del LFC son:

- ✓ Mantener la frecuencia razonablemente uniforme,
- ✓ Dividir la carga entre los generadores, y
- ✓ Controlar los intercambios carga programados en las líneas de líneas de enlace.

El cambio en la frecuencia y la potencia real en las líneas de enlace son medidas, lo cual es una medición del cambio en el ángulo del rotor  $\delta$ , es decir, el error  $\Delta \delta$  que debe ser corregido. Las señales de error,  $\Delta f$  y  $\Delta P_{tie}$ , son amplificadas, mezcladas, y finalmente transformadas en una señal de mando de potencia real  $\Delta P_V$ , la cuál es enviada al primotor para realizar un incremento en el torque. El primotor, por lo tanto, lleva el cambio en la salida del generador a un valor  $\Delta P_G$ , el cual cambiará los valores de  $\Delta f$  y  $\Delta P_{tie}$  a rangos de tolerancia razonable.

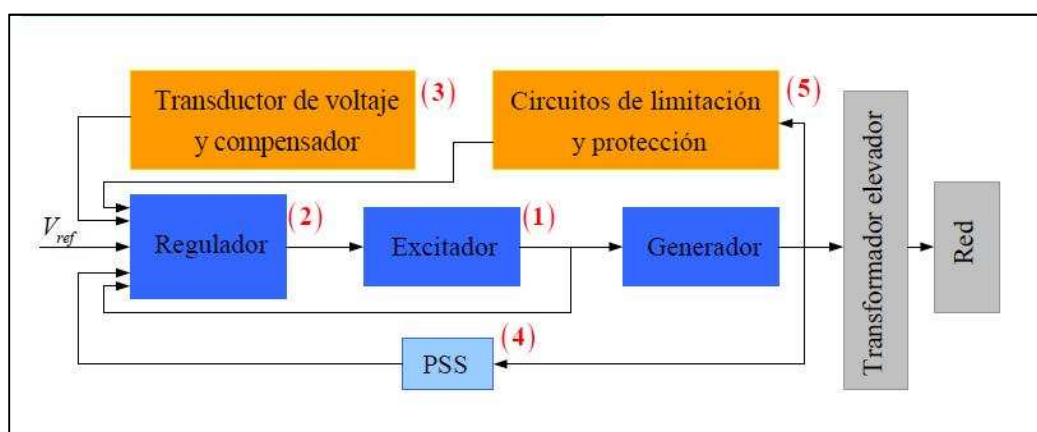
Cuando se incrementa la demanda del sistema  $\Delta P$ , ocurre un cierto tiempo en que la demanda es superior a la generación del sistema y la frecuencia del sistema empieza a desacelerarse, durante la ocurrencia de éste efecto y de acuerdo a las características de los reguladores, varios generadores del sistema se verán forzados por sus reguladores para que se incremente su generación hasta un punto tal que se mantenga el equilibrio generación-carga y la frecuencia no decaiga más. La distribución del incremento de demanda entre los generadores, depende de las características de la regulación de los diversos generadores y en general es de tipo aleatorio y se denomina REGULACIÓN NATURAL O PRIMARIA del sistema.

Una vez que los generadores toman el incremento de carga  $\Delta P$ , por acción primaria, la frecuencia se estabiliza en un valor inferior a la nominal, como es importante mantener el valor de la frecuencia en su valor nominal o en el valor programado, se requieren ejecutar acciones de control adicionales para volver la frecuencia su valor nominal, esta acción se denomina REGULACION SUPLEMENTARIA O SECUNDARIA, incorporada al regulador de velocidad.

### **2.1.2.2 Control de Potencia Reactiva [17] [19]**

Los sistemas de excitación de los generadores mantienen la magnitud de voltaje y controlan el flujo de potencia reactiva en el sistema. El medio primario para el control de potencia reactiva de los generadores es el sistema de control de excitación utilizando el regulador automático de voltaje AVR (*automatic voltage regulator*). El papel del AVR es mantener la magnitud de voltaje en terminales de un generador síncrono a un nivel específico. Un aumento de la demanda de potencia reactiva está acompañado por una caída de la magnitud de voltaje en las terminales del generador. La magnitud de voltaje es detectada a través de un transformador de potencial en una de las fases de la máquina. El voltaje es rectificado y comparado con una señal de comando de corriente directa. La señal amplificada de error controla el devanado de campo y aumenta el voltaje en terminales del excitador. Por

lo tanto, la corriente del devanado de campo es aumentada, lo cual resulta en un aumento de la FEM generada. La generación de potencia reactiva es aumentada y se alcanza un nuevo equilibrio al mismo tiempo en que se aumenta el voltaje en las terminales a un valor deseado. El estabilizador de sistemas de potencia es en ocasiones utilizado en el lazo de control del AVR para ayudar a amortiguar las oscilaciones de potencia en el sistema. El PSS es típicamente un elemento diferenciador con elementos correctivos de cambio de fase. La señal de entrada puede ser proporcional a la velocidad del rotor, frecuencia de salida del generador o la potencia real de salida del generador.

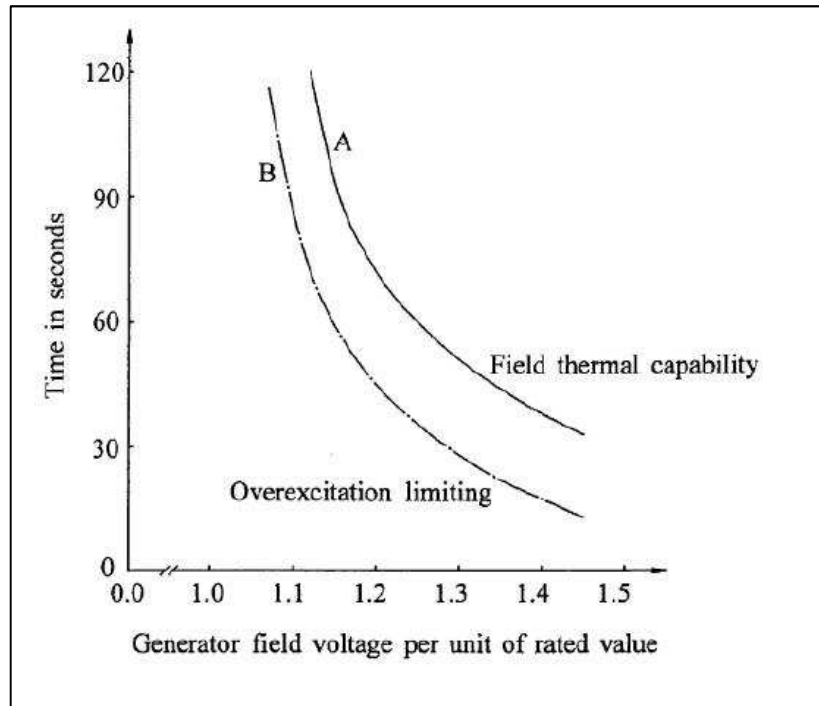


**Figura 2.6. Diagrama funcional del sistema de excitación de un generador**

La Figura 2.6 presenta un diagrama funcional de un sistema de control de excitación típico para un generador sincrónico de gran dimensión. A continuación se describe cada uno de los elementos:

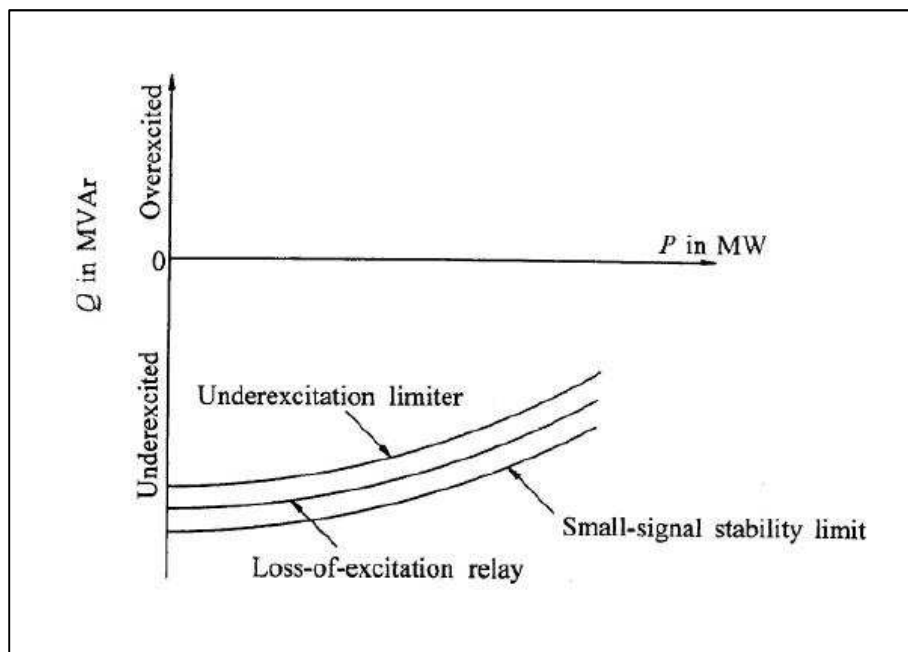
- ✓ **(1) Excitador:** provee potencia de corriente directa al devanado de campo de la máquina síncrona, constituyendo la etapa de potencia del sistema de excitación.
- ✓ **(2) Regulador:** procesa y amplifica las señales de control a un nivel y de forma apropiada. Incluye la regulación y las funciones de estabilización del sistema de excitación (razón de retroalimentación y compensación de adelanto-retraso).

- ✓ **(3) Transductor de voltaje en terminales y compensador de carga:** monitorea, rectifica y filtra el voltaje en terminales a una cantidad en corriente directa, luego lo compara con el voltaje de referencia. En adición, la compensación de carga puede utilizarse para mantener el voltaje constante a un punto remoto, eléctricamente, de las terminales del generador.
  
- ✓ **(4) Estabilizador de sistemas de potencia (PSS):** provee una señal adicional de entrada al regulador para amortiguar las oscilaciones del sistema de potencia. Algunas señales comúnmente utilizadas son: la desviación de la velocidad del rotor, potencia de aceleración y la desviación de frecuencia.
  
- ✓ **(5) Circuitos limitadores y de protección:** estos incluyen un amplio rango de funciones de control y protección que aseguran que los límites de capacidad del excitador y del generador síncrono no sean excedidos. Algunas funciones comúnmente utilizadas son:
  - a) *Limitador de excitación máxima (OXL):* Este protege al generador de los sobrecalentamientos debido a la prolongada sobrecorriente de campo. Este también determina el límite de máxima excitación. El campo del generador está diseñado para operar a un valor de carga correspondiente. La función límite de sobreexcitación típica, detecta la condición de corriente de campo, y luego de un retardo, actúa a través del regulador AC. Si esto no es exitoso, lo transfiere al regulador DC. Si este tampoco reduce la excitación simplemente desconecta el campo. Existen dos tipos de retardos en el tiempo: fijo e inverso. El tiempo límite fijo opera cuando la corriente de campo excede el valor pick. El inverso opera de acuerdo a la capacidad térmica del campo. Esto se muestra en la Figura 2.7.



**Figura 2.7. Característica del Limitador OXL**

- b) *Limitador de subexcitación (UEL)*: Intenta prevenir la reducción de excitación del generador hasta los límites de estabilidad y calentamiento. La señal de control del UEL esta derivada de una combinación de corriente y voltaje o potencia activa y reactiva del generador. Los límites de la señal se presentan cuando excede un valor de referencia. La Figura 2.8 muestra la coordinación entre ambas.



**Figura 2.8. Característica del limitador UEL**

- c) *Compensador de Carga*: El regulador automático de voltaje (AVR) normalmente controla el voltaje en terminales del estator. Algunas veces, la compensación de carga es usada para controlar el voltaje representativo, ya sea dentro o fuera del generador. Este es ejecutado por un circuito adicional en el loop AVR. El compensador es ajustable por una resistencia y/o reactancia variable que simulan la impedancia entre los terminales del generador y el punto de control del voltaje. Con esto se mide la corriente por armadura, la caída de voltaje es sumada o restada al voltaje en terminales. La magnitud resultante  $V_c$  es la que llega al AVR, la expresión queda:

$$V_c = |E_t + (R_c + jX_c) \cdot I_c| \quad (2.37)$$

Con  $R_c$  y  $X_c$  positivos, la caída de voltaje en el compensador es sumada al voltaje en bornes del generador. El compensador regula el voltaje en un punto dentro del generador y de este modo previene la caída.



Con  $R_c$  y  $X_c$  negativos, el compensador regula el voltaje en un punto al otro lado de los terminales. Esta forma de compensación es usada para compensar las caídas de voltaje a través del transformador de subida.

- d) *Protección de Voltios por Hertzios*: Este se usa para proteger al transformador debido a un daño provocado por un flujo magnético resultante debido a baja de frecuencia o sobrevoltaje. Un excesivo flujo magnético provoca una saturación en el núcleo lo que lleva a un sobrecalentamiento, lo que provoca daños en el núcleo del generador y transformador.
  
- e) *Limitador de corriente de armadura*: Estos limitadores no son tan comunes como los limitadores de campo. La principal razón es la inercia térmica de los bobinados de armadura, la cual permite que una sobrecarga sea percibida por el operador de la planta. En tales circunstancias, se baja la potencia recativa de salida de la maquina, a traves de la disminucion del voltaje de referencia del AVR.

Estos son normalmente circuitos distintos y sus señales de salida pueden ser aplicadas al sistema de excitación en varios puntos.

### **2.1.3 CURVAS DE CAPACIDAD**

La capacidad de generación de las plantas de energía eléctrica está referida generalmente en unidades de potencia activa, KW o MW. Esto se justifica, ya que la cantidad de energía que se puede generar es la capacidad de entrega de energía mecánica de la turbina por parte de la fuente primaria. En un diseño de una central típica, el generador sincrónico será de una capacidad capaz de manejar cualquier cantidad de potencia activa que la turbina pueda proveer. Sin embargo, los límites de rendimiento del generador son todavía importantes en el contexto operativo, ya que debe considerarse la potencia reactiva, que es independiente de la máquina motriz. De hecho, la medida apropiada de la capacidad del generador se da en unidades de

potencia aparente, kVA o MVA. Por lo tanto, una combinación de potencia activa y reactiva debe ser considerada para determinar si el generador está operando dentro de su carta de operación (zona segura de operación) ó está operando en una condición de sobrecarga.

"Sobrecarga" para un generador significa principalmente el recalentamiento debido a la alta temperatura, aunque algunos factores mecánicos pueden también ser relevantes. La temperatura excesiva hará que el material aislante en las bobinas del generador comience a deteriorarse y así producir una falla interna o cortocircuito.

Diferentes proporciones de expansión térmica entre los conductores del devanado y el núcleo a una temperatura excesiva también puede causar daños al aislamiento a través del movimiento y la abrasión. Dependiendo de las condiciones de funcionamiento particular, los "puntos calientes" pueden desarrollarse en diferentes componentes, lo que es problemático ya que las temperaturas no pueden ser medidas en todas partes internas del generador.

Las posibles fuentes de daño mecánico bajo carga excesiva incluyen las vibraciones del rotor debida atención al equilibrio imperfecto, las vibraciones debidas a las fluctuaciones de las fuerzas electromagnéticas de los componentes, y la pérdida de la alineación entre la turbina y generador debido a la expansión térmica o distorsión de la armadura del generador.

Cualquiera de estos tipos de daños es irreversible ya que el generador no se recuperará después de que la carga se reduce. Por tanto, en lugar de esperar signos de sufrimiento del generador bajo cargas pesadas, los generadores son operados dentro de los límites especificados por el fabricante que permiten cierto margen de seguridad para asegurar la integridad de los equipos.

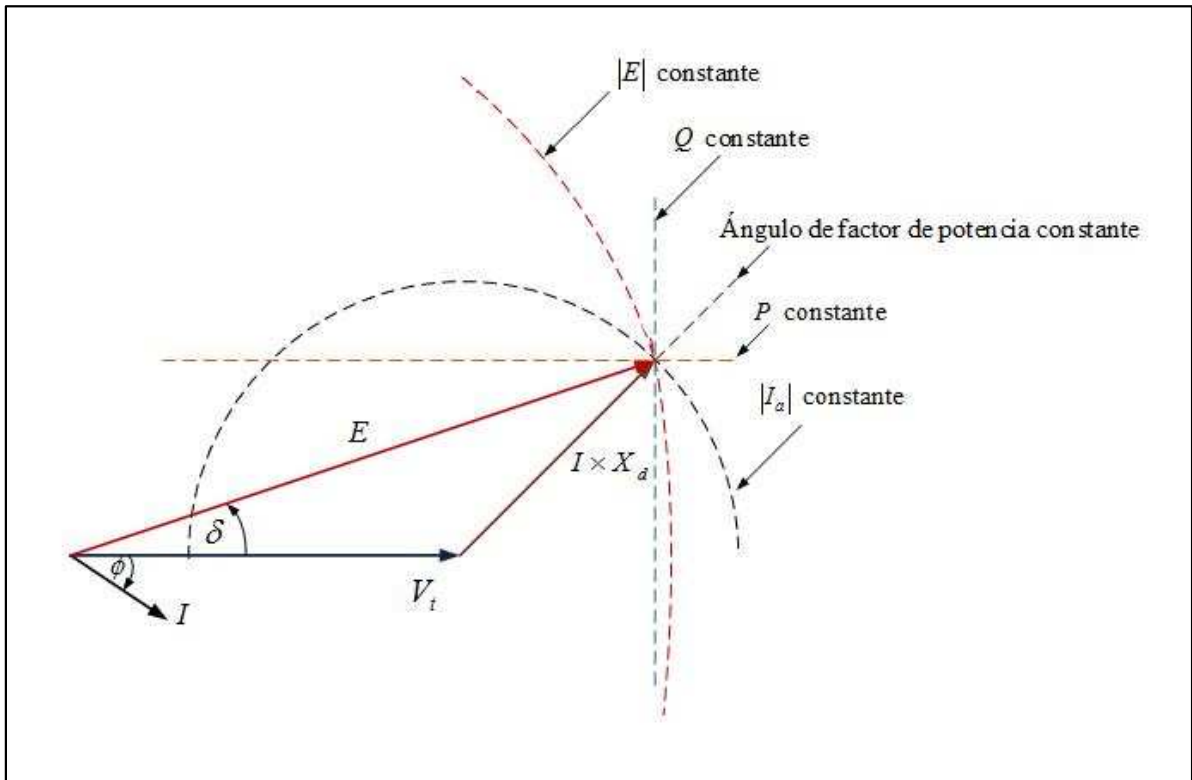
En una primera aproximación, estos límites se indican con la calificación de generador en kVA o MVA. Dado que la potencia aparente es directamente

proporcional a la corriente, independientemente de las proporciones relativas de potencia activa y reactiva, esto es sinónimo de un límite en la corriente en la armadura o bobinados del estator. [20]

En la mayoría de situaciones, la corriente en los devanados de armadura se puede utilizar como criterio para el límite de funcionamiento del generador bajo determinadas condiciones de funcionamiento, sin embargo, se hace necesario respetar restricciones más estrictas sobre la capacidad del generador.

Estas restricciones tienen que ver con los componentes eléctricos del generador. Esta información completa acerca de un generador particular, es capturada en un diagrama llamado la CARTA DE OPERACIÓN o CURVA DE CAPACIDAD del generador, lo que indica un límite en las combinaciones permisibles de los componentes eléctricos: todos los puntos dentro de la zona delimitada por la curva se pueden alcanzar sin riesgo de daños, y todas las puntos fuera de esta zona están prohibidos.

Las combinaciones permisibles hacen referencia a todas las posibles condiciones de operación del generador cuando está conectado a la barra infinita, ya que se necesita un voltaje terminal y frecuencia invariante. La Figura 2.9 muestra las características de operación o lugares geométricos de los posibles modos de operación en los que un parámetro eléctrico del generador se conserva constante.



**Figura 2.9. Características de operación del generador sincrónico**

#### 2.1.4 ZONAS SEGURAS DE OPERACIÓN DE CENTRALES DE GENERACIÓN

La curva de capacidad de los generadores es provista por los fabricantes, presentan los límites de la máquina en un plano P-Q. Sin embargo, los límites de capacidad entregadas por el fabricante están en función de los parámetros de diseño de las máquinas y no consideran las restricciones propias de la planta, además las condiciones de los sistemas de operación como factores limitantes no son consideradas, factores como el par turbina-generador, entonces es necesario recalcular estos límites, de modo que se obtienen las ZONAS SEGURAS DE OPERACIÓN de la central de generación.

Las zonas seguras de operación consideran las restricciones de los componentes mecánicos y eléctricos de la central de generación, por lo que ahora esta nueva delimitación considerará todas las posibles combinaciones entre los componentes antes mencionados, y el criterio de operación segura se mantendrá, es decir todos los puntos dentro de la zona delimitada por la nueva curva se pueden alcanzar sin riesgo de daños eléctricos y mecánicos, y todas las puntos fuera de esta zona están prohibidos.

#### **2.1.4.1 Restricciones Componentes Mecánicos**

La potencia activa que es capaz de entregar una central de generación es la capacidad de entrega de energía mecánica de la turbina por parte de la fuente primaria. Por ello es importante considerar la capacidad mecánica de la turbina para aprovechar y manejar esta energía sin que se vea afectada la integridad y la operabilidad de la maquina sincrónica, de modo que se consideran dos límites, el máximo y mínimo de potencia activa.

##### ***2.1.4.1.1 Potencia Máxima***

Antes de definir la potencia activa máxima que puede entregar una turbina se deben considerar tres potencias, estas son:

- a) **Potencia Nominal:** Esta potencia es un dato de placa
- b) **Potencia Intermitente:** Esta potencia hace referencia a la operación de la turbina en condiciones de demanda máxima, es decir operar a una potencia mayor a la nominal durante un periodo corto de tiempo, y
- c) **Potencia de Ruptura:** Esta potencia es la máxima potencia que puede entregar la turbina antes que ésta sufra daños irreparables.

La potencia máxima de la turbina es la potencia de ruptura, es decir el máximo esfuerzo mecánico que pueden soportar las partes mecánicas con el fin de mantener estabilidad cinética.

#### ***2.1.4.1.2 Potencia Mínima***

La potencia mínima que puede entregar una turbina está ligada directamente a la eficiencia, es así que en centrales térmicas la potencia activa mínima está limitada por el mínimo flujo de vapor con el que puede operar la turbina, para asegurar estabilidad de flujo y eficiencia térmica.

En centrales hidráulicas el problema de potencia mínima no es tan importante, pero se debe señalar que al operar las unidades de generación cuando el nivel del embalse es bajo, se produce un desgaste en los inyectores y álabes, debido a que los sedimentos actúan como agentes abrasivos, provocando que los inyectores no logren cerrarse por completo.

#### **2.1.4.2 Restricciones Componentes Eléctricos**

La operación de un generador síncrono es limitada principalmente por el calentamiento de los devanados estatórico y rotórico, el sobrecalentamiento de estos devanados repercute en la vida útil de la máquina, se dice que por cada 10°C que se excede la temperatura nominal del devanado, el tiempo promedio de la máquina se acorta a la mitad. [21]

Las restricciones de los componentes eléctricos consideran los límites térmicos de los devanados de la armadura y del rotor, además se deben considerar los efectos de las cargas de los Servicios Auxiliares así como los problemas de Estabilidad en condiciones de subexcitación, es decir el límite del Margen de Estabilidad en Estado Estable (M.E.E.E.).

### 2.1.4.2.1 Límite por Corriente de Armadura

La corriente en el devanado del estator produce una elevación de la temperatura del conductor y su ambiente circundante, sin embargo, a pesar de la presencia de los sistemas de enfriamiento del generador, existe una corriente máxima ( $I_{a_{max}}$ ) que si se excede provocará que la temperatura de los devanados del estator alcance niveles altos suficientes para dañar el sistema de aislamiento de la máquina.

“El límite por corriente de armadura resulta de las pérdidas de potencia activa  $Ia^2Ra^2$ , o efecto Joule, la energía asociada con estas pérdidas debe ser limitada para evitar el sobrecalentamiento de los conductores. Por lo tanto, una de las limitaciones del generador es la máxima corriente que puede soportar el devanado de armadura sin excederse de la temperatura de operación permitida”. [14]

La potencia aparente que puede entregar el generador en por unidad es:

$$S = P + jQ$$

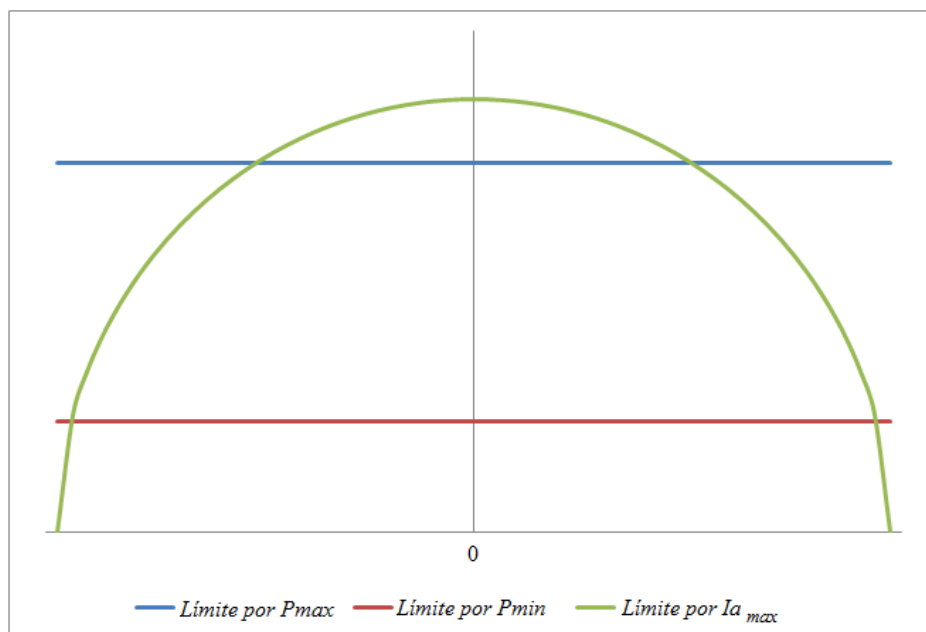
$$S = \bar{V}_t \cdot \bar{I}_a^*$$

$$S = V_t \cdot I_a (\cos\varphi + j\text{sen}\varphi)$$

Si se considera el triángulo de potencias, se tiene la siguiente relación:

$$S^2 = P^2 + Q^2 \quad (2.38)$$

Por lo que se define el lugar geométrico de corriente de armadura máxima en el plano P-Q, como un semicírculo con centro en el origen y de radio igual a la potencia aparente nominal, este lugar geométrico junto a los límites dados por las potencias activas máximas y mínimas de las restricciones de los componentes mecánicos son mostradas en la Figura 2.10.



**Figura 2.10. Límites mecánicos y por corriente de armadura**

En muchos casos para establecer la carta de operación es conveniente considerar la corriente máxima del estator como la corriente nominal establecida en el dato de placa del generador. Luego dependiendo de la antigüedad de la unidad, de la eficiencia de sus sistemas de refrigeración, de los datos de operación históricos y sobre todo de las pruebas de calentamiento, se podrá determinar un nuevo valor de la corriente máxima del estator. Sin embargo una buena medida de las condiciones nominales de corriente de armadura de la máquina es la potencia aparente, ya que ésta depende directamente de la corriente y del voltaje, y como el generador está conectado a la barra infinita éste último parámetro eléctrico permanece invariante, por lo que al considerar la potencia aparente nominal se considera indirectamente la corriente de armadura nominal, siempre y cuando el voltaje terminal sea el nominal.

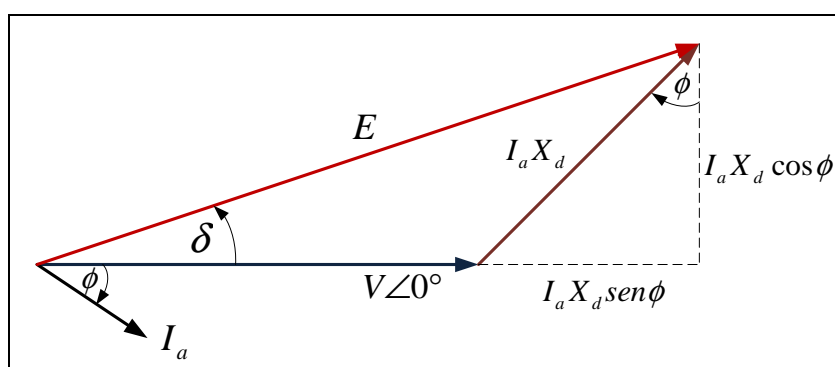
#### ***2.1.4.2.2 Límites por Corriente de Campo Máxima***

La fuerza electromotriz (FEM) inducida en el estator está limitada por la corriente de excitación que se encuentra restringida por el calentamiento del devanado del rotor o por características propias de la excitatriz.



De modo que el límite de corriente de campo máxima resulta de las pérdidas de potencia  $I_{fd}^2 \cdot R_{fd}$ , tal como sucede en el límite por corriente de armadura. Entonces la corriente de campo impone un segundo límite térmico en la operación del generador. Resulta importante recalcar que también existe un límite de corriente de campo mínima que garantiza la operación sincrónica de la central de generación.

El lugar geométrico de estos límites máximo y mínimo para un generador síncrono de polos lisos se puede encontrar utilizando las ecuaciones de potencia específicas para el generador que se originan a partir del diagrama fasorial que se muestra en la Figura 2.11. La resistencia de armadura es despreciada.



**Figura 2.11. Diagrama fasorial de un generador de polos lisos**

Del diagrama fasorial se pueden establecer las siguientes relaciones:

$$E \cdot \text{sen} \delta = I_a X_d \cos \phi \quad (2.39)$$

$$E \cdot \text{cos} \delta - V = I_a X_d \text{sen} \phi \quad (2.40)$$

Despejando las ecuaciones (2.39) y (2.40) se tiene:

$$I_a \cos \phi = \frac{E \cdot \text{sen} \delta}{X_d} \quad (2.41)$$

$$I_a \text{sen} \phi = \frac{E \cdot \text{cos} \delta - V}{X_d} \quad (2.42)$$

Las expresiones de potencia activa y reactiva en función del factor de potencia están dadas por:

$$P = V \cdot I_a \cos\phi \quad (2.43)$$

$$Q = V \cdot I_a \sin\phi \quad (2.44)$$

Reemplazando (2.41) y (2.42) en (2.43) y (2.44) respectivamente se tiene:

$$P = \frac{V \cdot E}{X_d} \sin\delta \quad (2.45)$$

$$Q = \frac{V \cdot E}{X_d} \cos\delta - \frac{V^2}{X_d} \quad (2.46)$$

Operando las expresiones anteriores se tiene la siguiente ecuación de circunferencia:

$$\left(\frac{V \cdot E}{X_d}\right)^2 = P^2 + \left(Q^2 + \frac{V^2}{X_d}\right) \quad (2.47)$$

Esta ecuación presenta un círculo con centro en el plano P-Q:

$$C(P, Q) = \left(0, -\frac{V^2}{X_d}\right)$$

Y radio igual a:

$$R = \frac{V \cdot E}{X_d}$$

Entonces el límite por corriente de excitación máxima en un generador de polos lisos será cuando:

$$E = E_{max} \quad (2.48)$$

Donde,  $E_{max}$  es obtenido de las condiciones nominales del generador. Entonces al graficar el límite por corriente de armadura y el límite por corriente de campo máxima se producirá una intersección entre estas curvas, dicha intersección representa la

condición de operación nominal del generador, es decir representa los datos de placa, MVA y factor de potencia de la máquina.

Para obtener la curva, el ángulo  $\delta$  toma valores desde cero hasta un valor máximo obtenido de la derivada de la potencia activa, para el caso de los generadores de polos lisos, el ángulo máximo es  $90^\circ$ .

Para un generador sincrónico de polos salientes se realiza un procedimiento similar, las ecuaciones de potencia activa y reactiva se encontraron en la sección 2.1.1.2, y tienen la forma:

$$P = \frac{V \cdot E}{X_d} \operatorname{sen} \delta + \frac{V^2}{2} \left( \frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d} \right) \operatorname{sen}(2\delta) \quad (2.32)$$

$$Q = \frac{V \cdot E}{X_d} \cos \delta - \frac{V^2}{2} \left( \frac{1}{X_q} + \frac{1}{X_d} \right) + \frac{V^2}{2} \left( \frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d} \right) \cos(2\delta) \quad (2.36)$$

Para encontrar el centro del círculo formado por las ecuaciones anteriores se establece las siguientes condiciones,  $E = 0$  y  $\delta = 0^\circ$ , reemplazando en las ecuaciones (2.32) y (2.36) se tiene:

$$P = 0$$

$$Q = -\frac{V^2}{X_d}$$

Entonces el centro del círculo se encuentra en:

$$C(P, Q) = \left( 0, -\frac{V^2}{X_d} \right)$$

En este tipo de generadores, es necesario calcular el ángulo máximo de transferencia de potencia, que es diferente de  $90^\circ$  como en el caso de los generadores de polos lisos, por ello se deriva (2.32) con respecto a  $\delta$  e igualarla a cero, como se muestra a continuación:

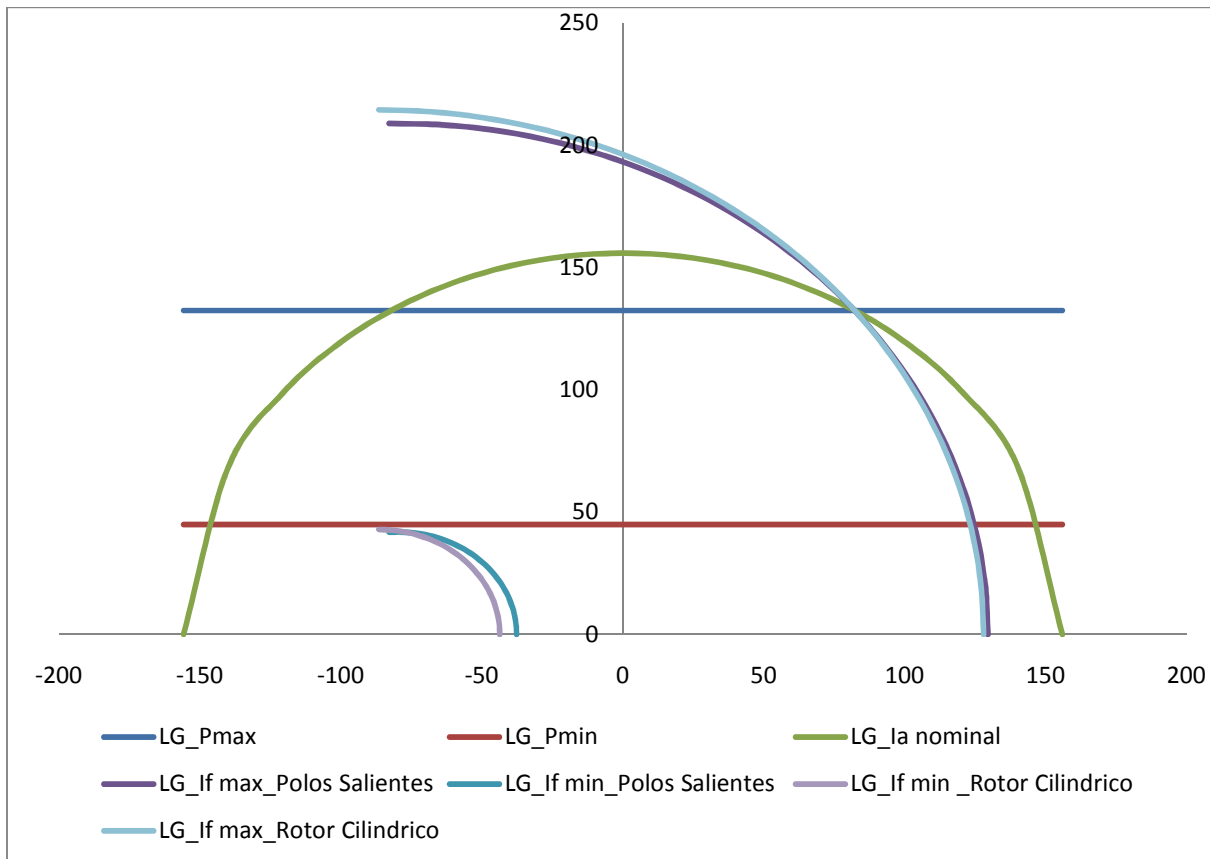
$$\begin{aligned}\frac{\partial P}{\partial \delta} &= \frac{\partial}{\partial \delta} \left( \frac{VE}{X_d} \text{sen} \delta + \frac{V^2}{2} \left( \frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d} \right) \text{sen}(2\delta) \right) \\ \frac{\partial P}{\partial \delta} &= \frac{VE}{X_d} \text{cos} \delta + V^2 \left( \frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d} \right) \text{cos}(2\delta) = 0\end{aligned}\quad (2.49)$$

En la ecuación (2.49) las únicas incógnitas son:  $\delta$  y el voltaje interno del generador  $E$ , pero este último se lo obtiene de las condiciones nominales, de modo que es necesario resolver el sistema de ecuaciones (2.32) y (2.36), ajustado a valores nominales de  $P$ ,  $Q$  y factor de potencia. Una vez que se obtiene  $E$  se procede a resolver (2.49). Como en el caso anterior el valor del voltaje interno corresponde al máximo voltaje nominal de la máquina, de modo que se vuelve a cumplir (2.48).

Una vez obtenido el valor de  $\delta_{max}$  se procede a construir la curva de límite por corriente de campo máxima para el generador de polos salientes, esto se logra variando el ángulo  $\delta$  desde cero hasta  $\delta_{max}$ , obtenido de esta forma pares ordenados de  $P$  y  $Q$ , para graficarlos en el plano P-Q.

#### **2.1.4.2.3 Límite por Corriente de Campo Mínima**

Los límites de corriente mínima por corriente de campo hacen referencia al mínimo valor de corriente de campo que asegura la operación sincrónica del generador. En la práctica cuando no se conoce el valor de la corriente mínima de excitación, se estima un porcentaje de la excitación necesaria con carga nominal, este valor está dentro del 5 al 10% de  $E_{max}$ . El lugar geométrico de este límite es una curva semejante al de excitación de campo máxima, pero escalada por el valor del voltaje interno del generador. En la figura 2.12 se muestran estos lugares geométricos.



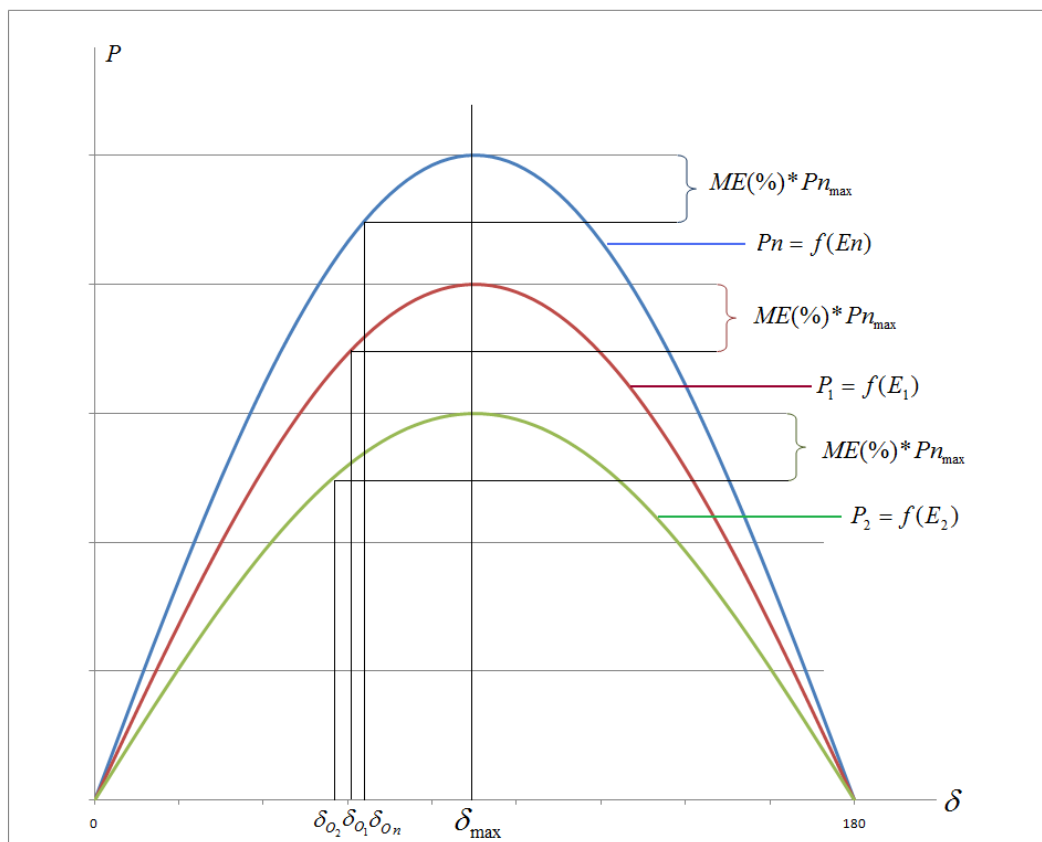
**Figura 2.12. Límites máximo y mínimo de corriente de campo**

#### 2.1.4.2.4 Límite por Margen de Estabilidad

La ecuación de transferencia de potencia activa para un generador de polos lizos es:

$$P = \frac{V \times E}{X_d} \text{sen}(\delta)$$

Se observa que la potencia activa es directamente proporcional al voltaje interno, de modo que se pueden construir una familia de curvas de potencia activa en el plano  $P - \delta$ , como se muestra en la Figura 2.13. La entrega de máxima potencia se da para un ángulo de  $90^\circ$  entre el voltaje interno  $E$  y el voltaje terminal  $V_t$ , desde este punto, la potencia comienza a descender, por ambos sentidos, es así que se considera a este punto como un punto crítico.



**Figura 2.13. Margen de Estabilidad en el plano  $P - \delta$**

Si el generador trabaja en el punto máximo de potencia cualquier variación de la demanda ocasionaría inestabilidad en la operación del generador, para evitar esta perturbación, se reserva un Margen de Estabilidad para que el generador trabaje a una potencia inferior a la máxima, conocida como potencia de operación  $P_o$ , la que se define de la siguiente forma:

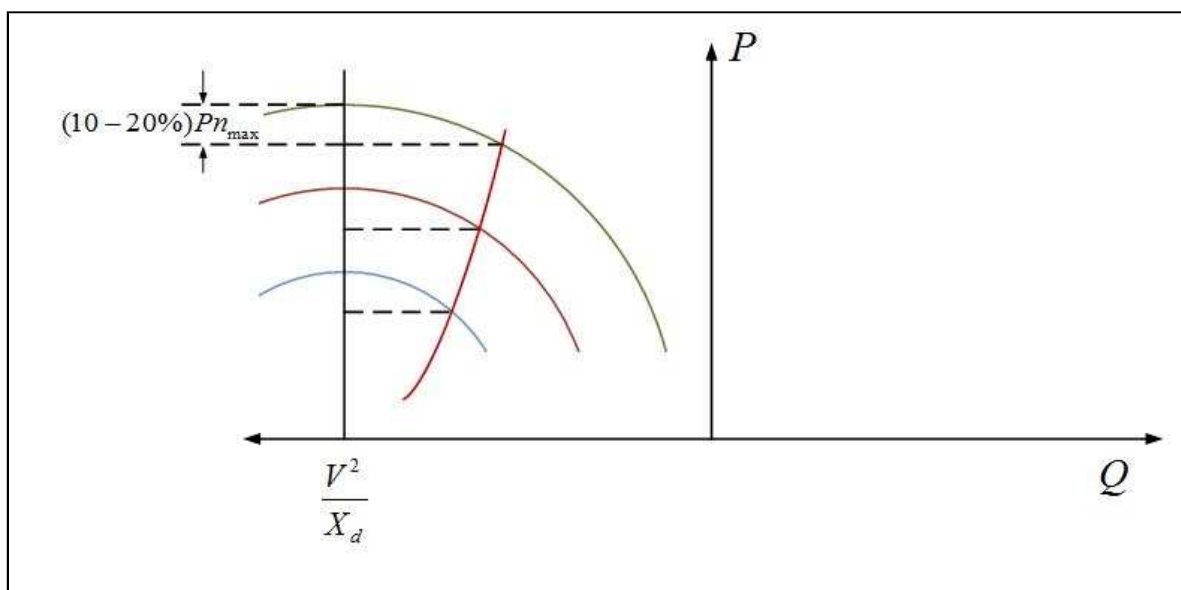
$$P_{O-ME} = P_{max}(E) - P_{n_{max}} \cdot ME \quad (2.50)$$

Donde:

- $P_{O-ME}$  Es la potencia de operación que considera un margen de estabilidad
- $P_{max}(E)$  Es la potencia máxima para un determinado valor de  $E$
- $P_{n_{max}}$  Es la potencia nominal máxima que puede entregar el generador
- $ME$  Es el Margen de Estabilidad dado en %

La potencia producida por un generador síncrono también depende del ángulo de torque  $\delta$  definido entre la tensión en bornes del generador y la FEM inducida. Volviendo a las zonas seguras, este *LÍMITE TEÓRICO* corresponde a una línea paralela al eje de la potencia activa en el punto  $(0, -V^2/X_d)$  en el plano P-Q.

El *LÍMITE PRÁCTICO DE ESTABILIDAD* se obtiene trazando circunferencias para diferentes valores de potencia, luego a partir de la intercepción de estas circunferencias con el límite de estabilidad teórico, se decremента cada potencia máxima en un 10 a 20% de la potencia activa nominal máxima, dada por la ecuación (2.50). Los puntos obtenidos se trasladan horizontalmente, hasta interceptar con la circunferencia correspondiente. El lugar geométrico resultante de la unión de estos puntos, corresponde al límite de estabilidad permanente práctico, esto se muestra en la Figura 2.14.



**Figura 2.14. Límite por Margen de Estabilidad en el plano P-Q**

El proceso matemático de construcción del Límite por Margen de Estabilidad se generaliza al generador de polos salientes, a continuación se detalla el proceso a seguirse.

Para calcular la potencia de operación, la cual considera un  $ME$ , se debe encontrar en primera instancia el voltaje interno  $E$  y el ángulo  $\delta$  en condiciones de máxima potencia, es decir se debe realizar este proceso para cada curva, según lo muestra la Figura 2.13, para ello se deriva e iguala a cero la ecuación (2.32):

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_{max_i}} = 0$$

Donde se tiene:

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_{max_i}} = \frac{V \cdot E_i}{X_d} \cos \delta_i + V^2 \left( \frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d} \right) \cos(2\delta_i) = 0$$

Se entiende que  $\delta_i$  y  $E_i$  corresponden a un valor determinado de  $P_i$ . Despejando  $E_i$  de la expresión anterior se tiene, se tiene:

$$E_i = - \frac{V \cdot X_d \left( \frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d} \right) \cos(2\delta_i)}{\cos \delta_i} \quad (2.51)$$

Remplazando (2.51) en (2.32), se tiene:

$$P_i = - \frac{V^2 \left( \frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d} \right) \cos(2\delta_i)}{\cos \delta_i} \sin \delta + \frac{V^2}{2} \left( \frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d} \right) \sin(2\delta_i)$$

$$P_i = \left( -V^2 \cdot \tan \delta_i \cdot \cos(2\delta_i) + \frac{V^2}{2} \sin(2\delta_i) \right) \left( \frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d} \right) \quad (2.52)$$

Donde  $P_i = P_{max_i}$  y es una valor conocido, de modo que en (2.52) la única incógnita es  $\delta_i$ . Se entiende que:

$$\delta_i = \delta_{max_i} \quad (2.53)$$

Remplazando (2.53) en (2.51) se tiene el valor del voltaje interno del generador a una misma condición de  $\delta_{max_i}$  y  $P_{max_i}$ , por lo que se define:

$$E_i = E_{max_i} \quad (2.54)$$



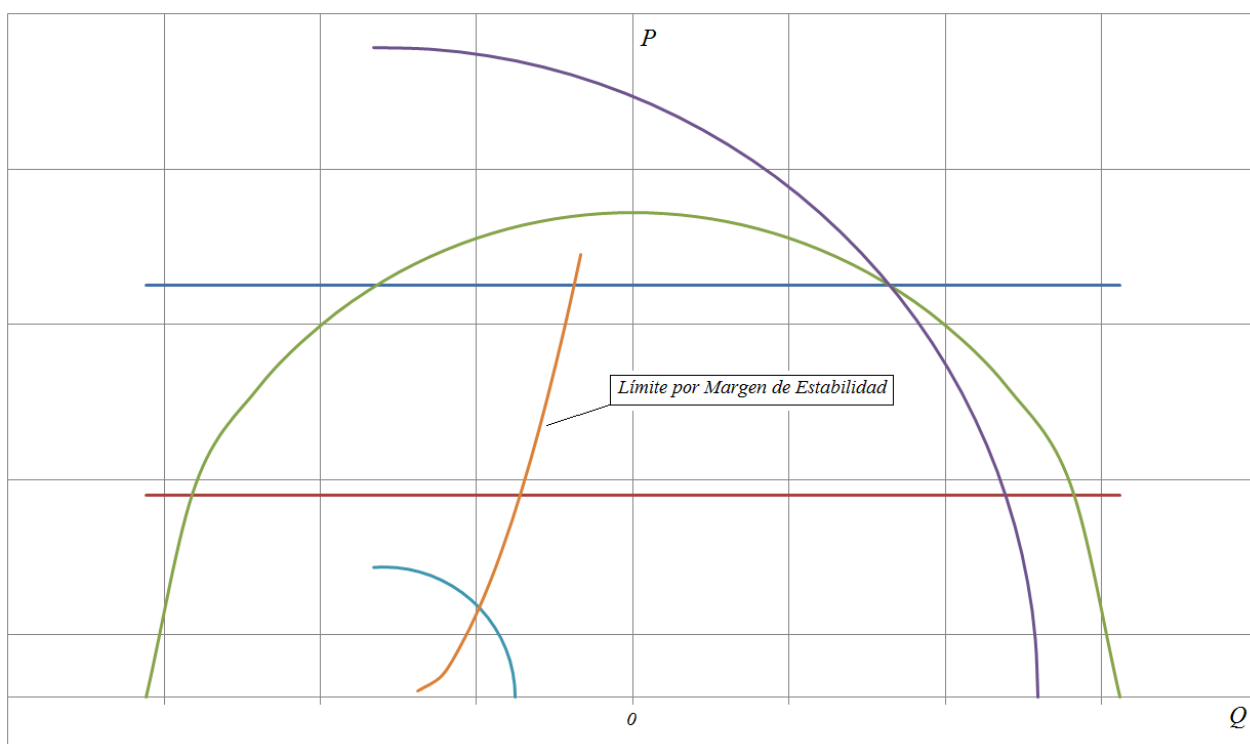
Para encontrar el ángulo de operación  $\delta_{0i}$ , se resuelve (2.50), como se muestra a continuación:

$$P_{O-ME_i} = P_{max}(E_i) - P_{n_{max}} \cdot ME = \frac{V \cdot E_{max_i}}{X_d} \text{sen} \delta_{0i} + \frac{V^2}{2} \left( \frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d} \right) \text{sen}(2\delta_{0i})$$

Se despeja  $\delta_{0i}$  y se calcula  $Q_i$  con este nuevo valor del ángulo de operación y con  $E_i = E_{max_i}$  de modo que:

$$Q_i = \frac{V \cdot E_{max_i}}{X_d} \text{cos} \delta_{0i} - \frac{V^2}{2} \left( \frac{1}{X_q} + \frac{1}{X_d} \right) + \frac{V^2}{2} \left( \frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d} \right) \text{cos}(2\delta_{0i})$$

Con los valores de  $P_{O-ME_i}$  y  $Q_i$  se traza el Límite por Margen de Estabilidad. Como se muestra en la Figura 2.15.



**Figura 2.15. Límite por Margen de Estabilidad**

#### *2.1.4.2.5 Límite por Voltaje de Servicios Auxiliares*

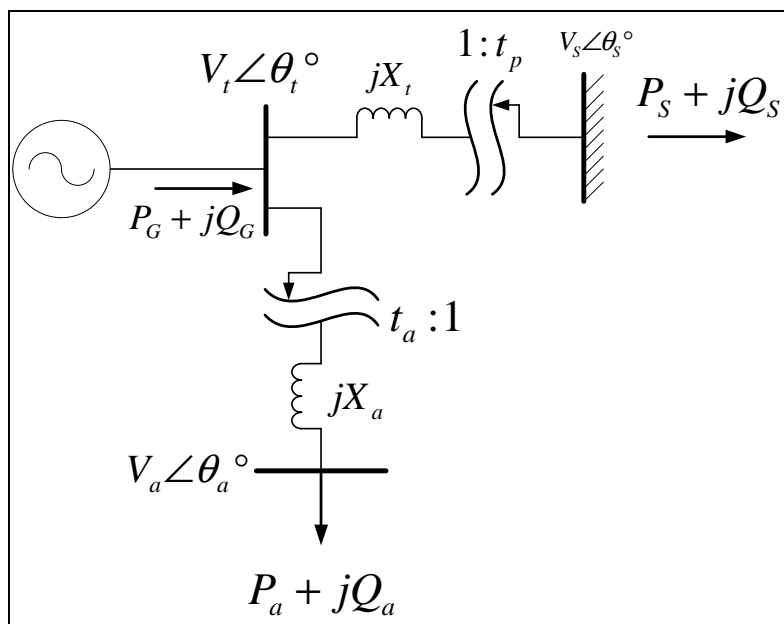
La potencia que entrega la máquina sincrónica tiene que abastecer la demanda del sistema y la demanda propia de la central de generación, ésta es la demanda de los servicios auxiliares, SSAA. Los equipos que representan los servicios auxiliares operan dentro de un rango de voltaje, en éste se establecen dos restricciones:

- Por Mínimo Voltaje  $V_{min}$ , asociado al límite de estabilidad de voltajes de las cargas de servicios auxiliares, y
- Por Máximo Voltaje  $V_{max}$ , asociado al nivel de aislamiento de los equipos.

Los servicios auxiliares toman gran importancia en las centrales de generación térmica, ya que su demanda es consideradamente alta, en las centrales hidráulicas son un parámetro irrelevante, a continuación se mencionan algunas cargas típicas:

- ✓ Bomba de alimentación (motores de gran potencia)
- ✓ Bombas de enfriamiento y ventilación
- ✓ Sistema de excitación
- ✓ Sistema de Regulación de Velocidad
- ✓ Sistemas de control e iluminación
- ✓ Equipo adicional de los sistemas de protección

Para evitar que estos servicios colapsen se introducen estas limitaciones de voltaje en las zonas seguras de operación de la central de generación, la modelación de éstas cargas considera parámetros constantes de demanda, alimentada desde la barra de generación a través de un transformador de reducción o transformador de servicios auxiliares.



**Figura 2.16. Diagrama unifilar considerando servicios auxiliares**

Para comenzar el análisis de la influencia de los servicios auxiliares se parte de las expresiones de transferencia de potencia activa y reactiva en la barra de servicios auxiliares:

$$P_a = \frac{V_t V_a}{X_a t_a} \text{sen} \theta_{ta} \quad (2.55)$$

$$Q_a = \frac{V_t V_a}{X_a t_a} \text{cos} \theta_{ta} - \frac{V_a^2}{X_a} \quad (2.56)$$

Operando (2.55) y (2.56) se obtiene la ecuación de circunferencia que se muestra a continuación:

$$\left( \frac{V_t V_a}{X_a t_a} \right)^2 = P_a^2 + \left( Q_a + \frac{V_a^2}{X_a} \right)^2 \quad (2.57)$$

La expresión anterior muestra la dependencia única de los límites del voltaje que alimenta la barra de servicios auxiliares, por lo que se puede obtener una expresión para el voltaje terminal  $V_t$  en función de  $V_a$ :

$$V_t = \frac{X_a t_a}{V_a} \cdot \sqrt{P_a^2 + \left( Q_a + \frac{V_a^2}{X_a} \right)^2} \quad (2.58)$$

La ecuación (2.56) representa la inyección de reactivos netos en la barra de servicios auxiliares, pero se necesita obtener una expresión que considere estas pérdidas, por lo que se realiza un flujo de potencia desde la barra de generación hacia la barra de auxiliares, de modo de que se obtiene:

$$S_{ta} = \frac{V_t}{t_a} \angle \theta_t \left( \frac{\frac{V_t}{t_a} \angle \theta_t - V_a \angle \theta_a}{jX_a} \right)^*$$

$$S_{ta} = \frac{V_t}{t_a} \left( \frac{V_t}{t_a} - V_a \angle \theta_{ta} \right) \left( j \frac{1}{X_a} \right) \quad (2.59)$$

De (2.59) se tiene:

$$Q_{ta} = \frac{V_t^2}{x_a t_a^2} - \frac{V_t V_a}{x_a t_a} \cos \theta_{ta} \quad (2.60)$$

Para incorporar el efecto de los límites por voltaje de servicios auxiliares a la modelación de las zonas seguras de operación es necesario establecer una expresión para la potencia reactiva que debe entregar el generador en función de las cargas de los servicios auxiliares ( $P_a + jQ_a$ ) y del despacho de potencia activa  $P_G$  del generador. De la Figura 2.16 se deduce:

$$Q_G = Q_{ta} + Q_{ts} \quad (2.61)$$

$$P_G = P_{ta} + P_{ts} \quad (2.62)$$

Nuestras incógnitas son  $Q_{ts}$  y  $P_{ts}$ , por lo que se realiza un flujo de potencia desde la barra de generación hacia la barra de conexión al sistema, como se indica a continuación:

$$S_{ts} = V_t \angle \theta_t \left( \frac{V_t \angle \theta_t - \frac{V_s}{t_p} \angle \theta_s}{jX_t} \right)^*$$

$$S_{ts} = V_t \left( V_t - \frac{V_s}{t_p} \angle \theta_{ts} \right) \left( j \frac{1}{X_t} \right) \quad (2.63)$$

De (2.63) se obtiene:

$$P_{ts} = \frac{V_t V_s}{X_t t_p} \cos \theta_{ts}$$

$$Q_{ts} = \frac{V_t^2}{X_t} - \frac{V_t V_s}{X_t t_p} \cos \theta_{ts}$$

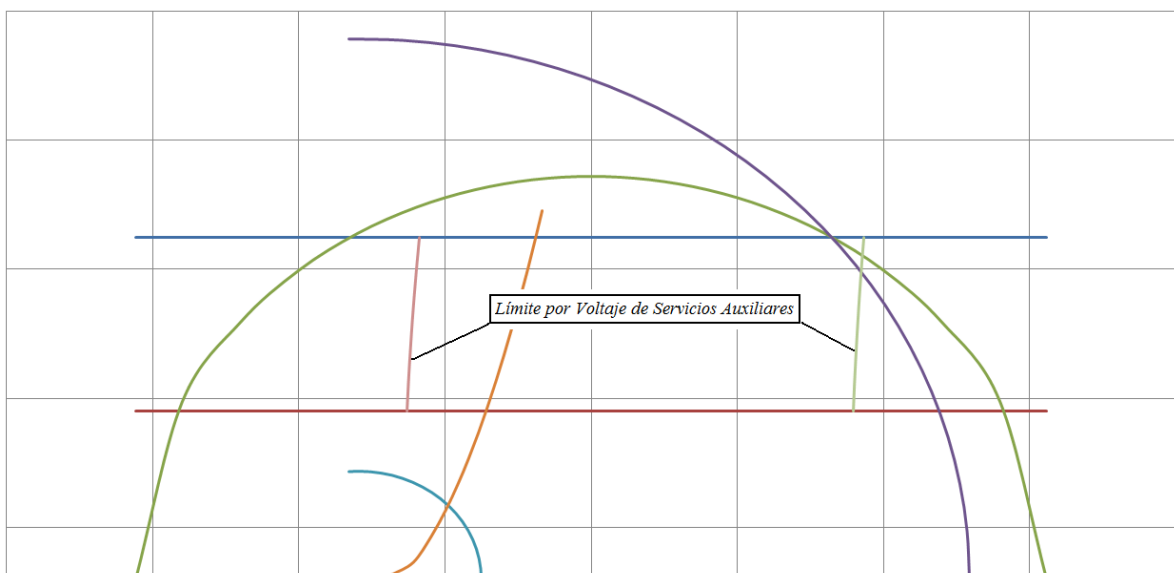
Las expresiones anteriores dan origen a un lugar geométrico, dado por la ecuación de circunferencia:

$$\left( \frac{V_t V_s}{X_t t_p} \right)^2 = P_{ts}^2 + \left( \frac{V_t^2}{X_t} - Q_{ts} \right)^2 \quad (2.64)$$

Reemplazando (2.61) y (2.62) en (2.64) obtenemos:

$$Q_G = Q_{ta} + \frac{V_t^2}{X_t} - \sqrt{\left( \frac{V_t V_s}{X_t t_p} \right)^2 - (P_G - P_a)^2}$$

A continuación se muestran las dos restricciones debido a los límites por voltajes de servicios auxiliares.



**Figura 2.17. Límites por voltajes de servicios auxiliares**

## **2.2 MODELAMIENTO DE TRANSFORMADORES CON TAPS**

El nivel de detalle del modelado del sistema eléctrico de potencia depende del tipo de estudio específico que se esté haciendo, pero por lo general abarca los generadores, redes de transmisión (eventualmente la subtransmisión) y las cargas acumuladas conectadas a esos niveles de voltaje.

En estudios particulares como el de estabilidad de voltaje es indispensable representar los transformadores con sus automatismos de regulación de voltaje como lo son los conmutadores bajo carga o LTC's.

### **2.2.1 UNA REVISION A LA TEORÍA DE LOS TRANSFORMADORES CON TAPS**

Los transformadores de potencia de un sistema de transmisión comúnmente poseen mecanismo de regulación de voltaje, estos dispositivos permiten ajustar la relación de espiras de los devanados de un transformador. La relación de transformación de un transformador puede ser cambiada con la ayuda de taps dispuestos en el lado de bajo voltaje o en lado de alto voltaje.

Un tap de un transformador no es más que un punto de conexión a lo largo su devanado de alta o baja, que permite seleccionar un cierto número de espiras, en aumento o en reducción, dependiendo de los requerimientos del sistema, de esta manera cambiar la relación de transformación.

Este tipo de transformadores no son fuentes de reactivos, su función primordial dentro de un sistema de potencia, es el de controlar y redistribuir de una manera adecuada el flujo de reactivos a través de la red de transmisión, de esta forma se logra mejorar el voltaje en una barra o en una zona específica, su desventaja es que por redirigir el flujo de reactivos se pueden ocasionar caídas de voltaje en otras zonas.

### 2.2.1.1 Transformador con Cambiador Automático de taps

Tienen la capacidad de variar la posición del tap del transformador en condiciones normales de operación, es decir bajo carga. Denominado por sus siglas en inglés ULTC (Under load tap changing), son utilizados en sistemas en los cuales las condiciones de carga cambian continuamente.

Los rangos de variación en los que pueden cambiar la relación de transformación están entre  $\pm 10\%$  a  $\pm 15\%$ , el tamaño del paso del tap está usualmente en el rango de  $0.5\%$  -  $1.5\%$ . Un valor típico usado en Norte América es  $0.00625$  ( $5/8\%$ ).

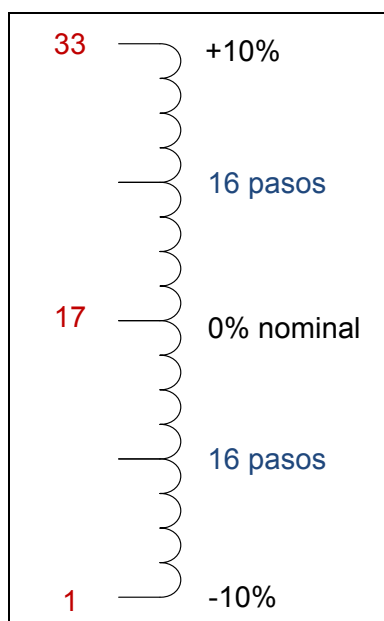


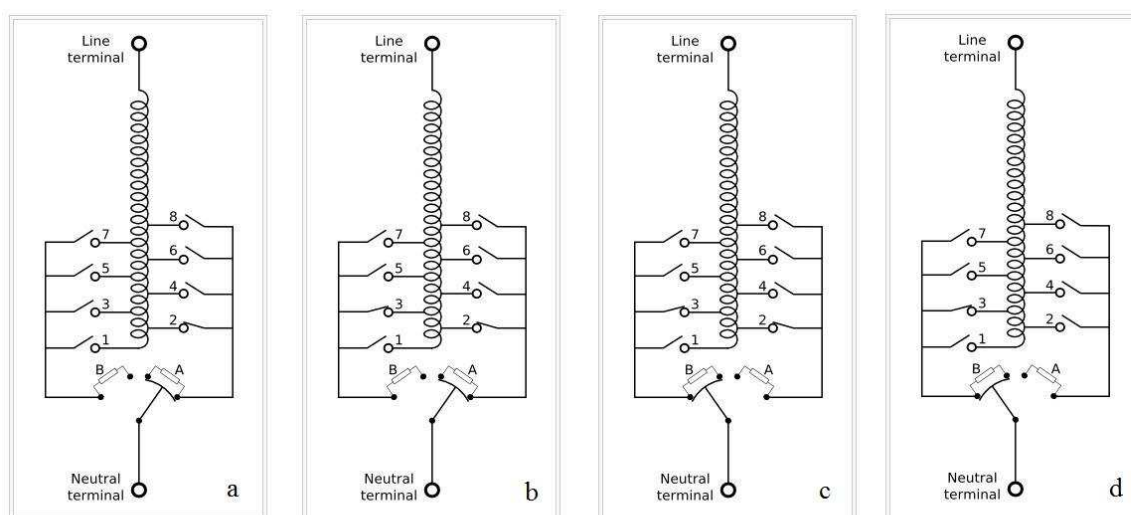
Figura 2.18 Diagrama esquemático de un LTC, rango  $\pm 10\%$  y paso  $5/8\%$

#### 2.2.1.1.1 Mecanismo de operación del LTC

Un cambiador de tap mecánico realiza la nueva conexión física antes de desconectar la posición antigua, utilizando un selector de tap múltiple, pero evita crear altas corrientes circulantes usando un interruptor desviador para poner temporalmente una impedancia grande en serie con las espiras puestas en cortocircuito. Esta técnica supera los problemas de apertura y corto circuito de las espiras. El cambio

debe realizarse rápidamente para evitar recalentamiento en los contactos del interruptor desviador.

En un interruptor desviador típico los cambios de posición son realizados por un motor de baja potencia (MDU motor drive unit), y entonces se libera rápidamente la posición del tap y todos los efectos del cambio de posición. Para reducir el arco en los contactos el cambiador de taps opera sumergido en aceite aislante de transformador o dentro de una cámara con SF<sub>6</sub>.



**Figura 2.19 Mecanismo de Operación del LTC**

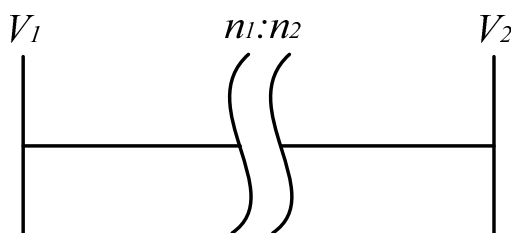
En la figura anterior se ilustra la operación del LTC, en la parte (a) el LTC se encuentra en la posición 2, para poder cambiar la relación de transformación, se requiere cambiar a la posición 3, figura 2.19 (b), pero como se detalló anteriormente el cambio de posición se lo debe realizar sin la desconexión de la posición anterior, es decir mediante un cortocircuito entre ambas posiciones.

En la figura 2.19 (c) se ilustra el cambio de A hacia B, pero sin la desconexión de la posición 2 del tap. Finalmente en la parte (d) se produce la desconexión de la posición 2 del tap, quedando de esta forma operando el transformador en la posición 3 del tap.



El LTC puede ubicarse en el devanado primario como el secundario, dependiendo de su ubicación se tienen los siguientes aspectos a considerarse:

- Precauciones:
  - Si su ubicación está en el lado de alto voltaje, se requiere un nivel de aislamiento mayor.
  - Si su ubicación está en lado de bajo voltaje, se requieren unos contactos mucho más robustos, ya que ese devanado maneja corrientes más altas.
- Control de voltaje: la ubicación del LTC da lugar al tipo de control de voltaje, dependiendo del cambio de relación de transformación.



**Figura 2.20 Diagrama esquemático de transformador con LTC's**

La relación de transformación está dada por la siguiente expresión:

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{n_1}{n_2} \quad (3)$$

La siguiente expresión permite control de voltaje de la barra 2:

$$V_2 = V_1 \frac{n_2}{n_1} \quad (4)$$

Para subir el voltaje en dicha barra se tienen dos opciones de control:

- Aumentar  $n_2$ , denominado control de voltaje directo
- Disminuir  $n_1$ , denominado control de voltaje inverso

### 2.2.1.2 Transformador con cambiador de tomas

Este tipo de mecanismo requiere la puesta fuera de servicio del transformador. Denominado por su nombre en inglés Off Load Tap Changing (OLTC), es usado en sistemas en los cuales las condiciones de carga permanecen estables o varían ocasionalmente.

Los rangos de variación en los que pueden cambiar la relación de transformación están entre  $\pm 2,5\%$  a  $\pm 5\%$ .

En este tipo de cambiadores no se puede cortocircuitar los pasos de los taps para realizar el cambio de posición, debido a la gran corriente que se maneja en el devanado, ya que generalmente son usados en estaciones elevadoras y su ubicación esta en el primario de estos transformadores.

Dentro del Sistema de potencia se pueden encontrar los LTC u OLTC en las siguientes etapas:

- Generación: las S/E de elevación poseen transformadores con Taps Fijos u OLTC.
- Transmisión: las S/E de transmisión y subtransmisión poseen transformadores con LTC y OLTC.
- Distribución: las S/E de distribución requieren transformadores con LTC, ya que la dinámica de la carga requiere un control de voltaje rápido y automático.

### 2.2.2 MODELAMIENTO DEL LTC [12]

Uno de los dispositivos importantes en la restauración de la carga es el la regulación de voltaje realizada automáticamente por los dispositivos cambiadores de taps de los principales transformadores de entrega en bloque. La figura 2.21 muestra un típico diagrama unifilar. El cambiadores de tap control el voltaje de subtransmisión y/o distribución, el lado de Medio Voltaje (MV)  $V_2$  cambiando la relación de transformación  $r$ . En la mayoría de los casos la variable tap está en el lado de Alto Voltaje (AV). Una de las razones para esto es que la corriente es baja en ese lado haciendo la conmutación más fácil. Otra razón es que mas espiras están disponibles en el lado de alto voltaje haciendo la regulación más precisa. Existen excepciones a esta regla, principalmente en el caso de los autotransformadores.

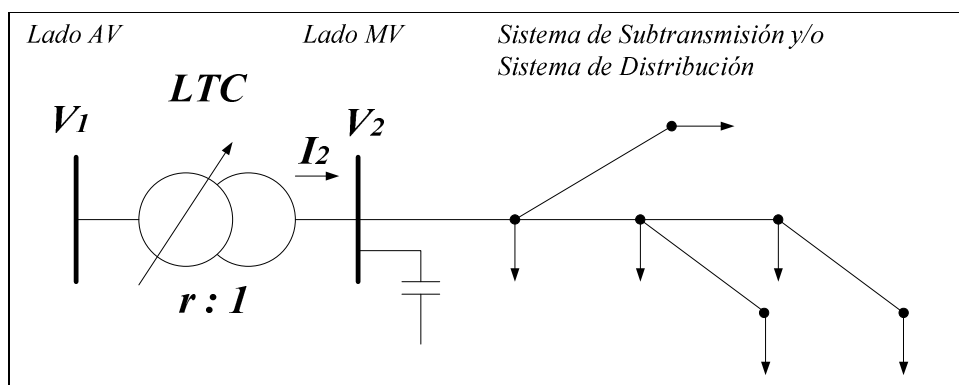


Figura 2.21 Diagrama unifilar de un transformador de entrega en bloque

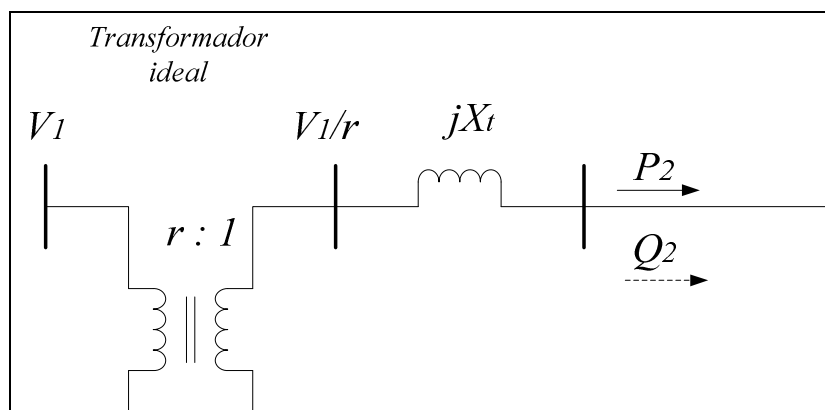
Los LTC's actúan lentamente; dispositivos discretos (discontinuos) cambian un paso del tap, si el error de voltaje permanece fuera de un banda muerta más de un tiempo de retardo especificado. El mínimo tiempo requerido por el cambiador de tap para completar un movimiento del tap es aproximadamente 5 segundos. Éste tiempo de retardo será denominado "Tiempo de Retardo Mecánico" se será denotado por  $T_m$ . Varios tiempos de retardo intencionalmente son usualmente añadidos al tiempo de retardo mecánico para evitar frecuentes o innecesarios movimientos del tap, los cuales son una causa de desgaste de los equipos.

El tiempo intencional de retardo puede ser constante, o variable. En este último caso una característica de tiempo inverso es a menudo utilizada. La esencia de la característica de tiempo inverso es que el tiempo de retardo se vuelve más corta para errores de voltaje más grandes. Una restricción importante en la operación del LTC es que la relación variable del tap tiene un rango de regulación limitado:

$$r^{min} \leq r \leq r^{max} \quad (5)$$

Muchos sistemas de LTC aceptan una señal de bloqueo, el cual deshabilita la regulación automática del voltaje secundario. Esta opción tiene por objeto hacer frente a la inestabilidad de respuesta del LTC. Otras estrategias usadas en condiciones de emergencia consisten en reducir el punto de ajuste del voltaje, o moviendo el tap a una posición preespecificada.

Existen dos tipos de modelación para el LTC: modelos discretos discontinuos, cambio de la posición del tap paso a paso, y un modelo aproximado continuo. Por simplicidad se asume insignificante la resistencia y reactancia de magnetización, teniendo constante la reactancia de dispersión  $X_t$ . El equivalente monofásico del transformador con LTC es mostrado en la figura 19 usando un transformador ideal con una relación de transformación  $r : 1$ .



**Figura 2.22 Circuito Equivalente de un transformador con LTC**

### 2.2.2.1 Modelo discreto del LTC [12]

El modelo discreto del LTC asume que cuando el LTC está activado subirá o bajará la relación de transformación mediante un paso de tap instantáneamente. El tamaño de cada paso de tap se denota por  $\Delta T$ . El LTC puede operar a instantes de tiempo discretos denotados por  $t_k$ ,  $k = 0, 1, 2, \dots$  y dado por la fórmula recursiva:

$$t_{k+1} = t_k + \Delta T_k \quad (6)$$

Nótese que al contrario de los sistemas de tiempo discreto usuales,  $t_k$  no es una variable independiente, y  $\Delta T_k$  no es necesariamente una constante, dado que en general depende de las características del dispositivo y del error de voltaje. El contador entero avanzará desde  $k$  a  $k + 1$ , cuando el tiempo transcurrido desde  $t_k$  llega a ser igual (excede) a  $\Delta T_k$ .

Una fórmula universal para  $\Delta T_k$  incluyendo el retardo de tiempo fijo y el de tiempo inverso es la siguiente:

$$\Delta T_k = T_d \frac{d}{(V_2 + V_2^0)} + T_f + T_m \quad (7)$$

Donde:

- $V_2$  Es el voltaje controlado
- $V_2^0$  Es el voltaje de referencia
- $d$  Es la mitad de la banda de la banda muerta del LTC
- $T_d$  Es el máximo tiempo de retardo de la característica de tiempo inverso
- $T_f$  Es el tiempo de retardo fijado intencionalmente
- $T_m$  Es el tiempo mecánico necesario para producir el cambio del tap

La lógica del cambio de tap a un instante  $t_k$  es la siguiente:

$$r_{k+1} = \begin{cases} r_k + \Delta r & \text{si } V_2 > V_2^0 + d \text{ y } r_k < r^{max} \\ r_k - \Delta r & \text{si } V_2 < V_2^0 - d \text{ y } r_k > r^{min} \\ r_k & \text{en otro caso} \end{cases} \quad (8)$$

Donde  $r^{min}$ ,  $r^{max}$  son los límites superior e inferior del tap.

El LTC es activado y el contador  $k$  se pone a cero a cada tiempo  $t_0$  el error de voltaje aumenta más allá de la banda muerta:

$$k = 0 \text{ if } |V_2(t_0^+) - V_2^0| > d + \varepsilon \text{ y } |V_2(t_0^-) - V_2^0| \leq d + \varepsilon$$

Donde  $\varepsilon$  es un término de histéresis (opcional). Al usar el término histéresis, la banda muerta efectiva es más grande para el primer movimiento del tap, así el LTC se vuelve más “reacio” a iniciar una secuencia de cambios de tap. Nótese que el término histéresis  $\varepsilon$  no entra dentro de la expresión (8), así el LTC traerá de nuevo el error dentro de la banda muerta (si los límites no se cumplen primero).

Podemos distinguir entre dos modos de operación del LTC, dependiendo si se considera cada movimiento del tap independiente o en secuencia.

#### **2.2.2.1.1 Modo Secuencial de Operación del LTC**

El modo secuencial de operación consiste en una secuencia de cambios de tap empezando después de un tiempo de retardo inicial  $\Delta T_k$  (fijo o constante) y continuando a intervalos de tiempo constantes hasta que el error es regresado dentro de la banda muerta, o hasta que se alcancen los límites del tap.

La formula general para el primer tiempo de retardo del tap es similar a (7):

$$\Delta T_0 = T_{do} \frac{d}{(V_2 + V_2^0)} + T_{fo} + T_m \quad (9)$$

Donde  $T_{do}$ ,  $T_{fo}$  son los valores de tiempo inverso y tiempo de retardo fijo intencional respectivamente, para el primer paso del tap. Subsecuentemente los pasos del tap actúan a intervalos de tiempo constantes correspondientes a (7), con  $T_d = 0$ . [12]

#### 2.2.2.1.2 Modo no Secuencial de Operación del LTC [12]

En el modo no secuencial de operación, el LTC no hace distinción entre el primer y los siguientes pasos subsecuentes del tap. El tiempo empieza a contar ya sea cuando el error excede los límites de la banda muerta o después que se realice un movimiento del tap. Así todos los tiempos de retardo están dados por la misma ecuación (7).

#### 2.2.2.2 Modelo Continuo del LTC [12]

El modelo continuo del LTC está basado en la asunción de un cambio continuo del tap  $r(t)$ , el cual puede tomar todos los valores reales entre  $r^{min}$  y  $r^{max}$ . Usualmente el efecto de la banda muerta es despreciado en un modelo continuo del LTC, así que la siguiente ecuación diferencial resulta:

$$T_e \dot{r} = V_2 - V_2^0 \quad r^{min} < r < r^{max} \quad (10)$$

Nótese que cuando se usa la ecuación (10) el LTC es modelado como un controlador integral. El modelo continuo del LTC es menos exacto que el discreto,

pero es una aproximación muy usada, particularmente conveniente para propósitos analíticos.

El modelo matemático (10) es una aproximación continua de una LTC no secuencial con  $T_f = T_m = 0$ , en cuyo caso la constante de tiempo  $T_c$  ha sido calculada como:

$$T_c = \frac{T_d \cdot d}{\Delta r} \quad (11)$$

En la práctica se podría suponer ligeramente mayor a la constante de tiempo para compensar el inevitable tiempo mecánico de retardo.

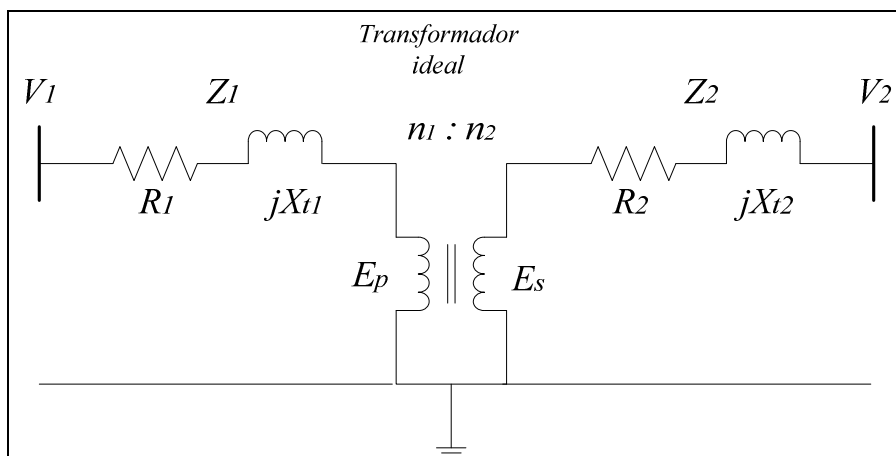
La acción automática de los LTC's han sido una causante de los apagones a nivel mundial, debido a su acción en condiciones de bajo voltaje.

### 2.2.3 MODELO GENERALIZADO DE TRANSFORMADORES CON TAPS

Existen varias formas aproximadas para representar el circuito equivalente de los transformadores, la forma más usada es aquella que omite las pérdidas que existen en el núcleo, es decir elimina parte paralela del circuito equivalente, en pocas palabras la reactancia de magnetización  $X_G$  y la resistencia  $R_G$  se asumen despreciables. Con los niveles de voltaje al igual que las impedancias en expresadas en p.u. se puede deducir el modelo de admitancias o modelo  $\pi$  del transformador.

Para realizar la demostración partimos de una idea generalizada, ahora presentamos el circuito equivalente del transformador con taps, tanto en el primario como en el secundario. Se determinan las ecuaciones para definir el modelo  $\pi$  de los transformadores en el sistema p.u. el número de vueltas del primario y del secundario es igual a 1 al igual que el tap en posición nominal en el primario o secundario también es 1.





**Figura 2.23 Modelo generalizado del transformador**

Donde:

$n_1 : n_2$  Es la relación de transformación

$Z_1$  y  $Z_2$  Son las impedancias de los devanados del transformador.

$V_1$  y  $V_2$  Son los voltajes nominales en los terminales del transformador.

Tomando en cuenta los voltajes inducidos en el transformador tanto en el primario como en el secundario, y la relación de transformación se tiene:

$$\frac{E_p}{E_s} = \frac{n_1}{n_2} \quad (12)$$

$$\frac{V_1 - I_1 Z_1}{n_1} = \frac{V_2 - I_2 Z_2}{n_2}$$

Al expandir la relación anterior, obtenemos:

$$n_2 V_1 - n_2 I_1 Z_1 = n_1 V_2 - n_1 I_2 Z_2 \quad (13)$$

La relación de transformación también considera la relación inversa de corrientes de los devanados, por lo que se tiene la siguiente expresión:

$$\frac{I_1}{-I_2} = \frac{n_2}{n_1} \quad (14)$$

Introduciendo la expresión (14) en la ecuación (13), tenemos:

$$n_2 V_1 - n_2 I_1 Z_1 = n_1 V_2 + \frac{n_1^2}{n_2} I_1 Z_2$$

$$n_2 V_1 - n_1 V_2 = \frac{n_1^2}{n_2} I_1 Z_2 + n_2 I_1 Z_1$$

$$I_1 \left( \frac{n_1^2}{n_2} Z_2 + n_2 Z_1 \right) = n_2 V_1 - n_1 V_2$$

$$I_1 = \frac{n_2 V_1 - n_1 V_2}{\frac{n_1^2}{n_2} Z_2 + n_2 Z_1}$$

$$I_1 = \frac{n_2}{n_1^2 Z_2 + n_2^2 Z_1} (n_2 V_1 - n_1 V_2)$$

Expandiendo la expresión anterior y aumentando el término:

$$\frac{n_1 n_2 V_1}{n_1^2 Z_2 + n_2^2 Z_1}$$

Tenemos:

$$I_1 = \frac{n_2^2}{n_1^2 Z_2 + n_2^2 Z_1} V_1 - \frac{n_1 n_2}{n_1^2 Z_2 + n_2^2 Z_1} V_2 + \frac{n_1 n_2 V_1}{n_1^2 Z_2 + n_2^2 Z_1} - \frac{n_1 n_2 V_1}{n_1^2 Z_2 + n_2^2 Z_1}$$

$$I_1 = \frac{n_1 n_2}{n_1^2 Z_2 + n_2^2 Z_1} (V_1 - V_2) + \frac{n_2 (n_2 - n_1)}{n_1^2 Z_2 + n_2^2 Z_1} V_1 \quad (15)$$

Ahora definimos el siguiente término como:

$$Y = \frac{1}{n_1^2 Z_2 + n_2^2 Z_1} \quad (16)$$

Obteniendo la siguiente expresión, en la cual se ve claramente componentes de admitancia en la corriente:

$$I_1 = n_1 n_2 Y (V_1 - V_2) + n_2 (n_2 - n_1) Y V_1 \quad (17)$$

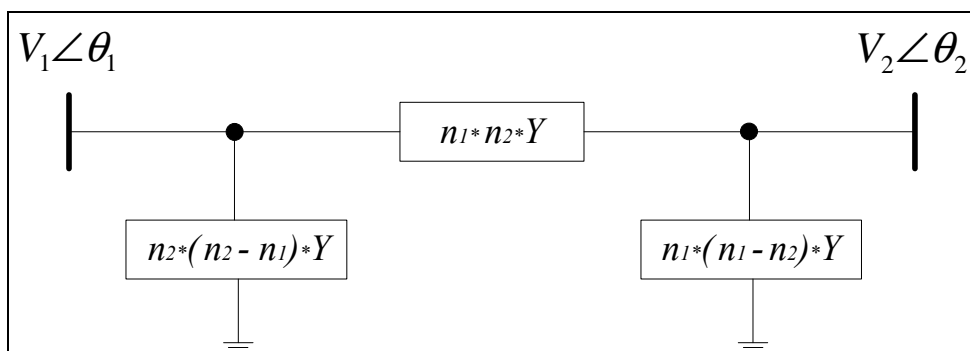
Resolviendo del mismo modo para la corriente  $I_2$ , obtenemos la siguiente expresión:

$$\begin{aligned} n_2 V_1 - n_2 I_1 Z_1 &= n_1 V_2 - n_1 I_2 Z_2 \\ n_2 V_1 + \frac{n_2^2}{n_1} I_2 Z_1 &= n_1 V_2 - n_1 I_2 Z_2 \\ I_2 \left( \frac{n_2^2}{n_1} Z_1 + n_1 Z_2 \right) &= n_1 V_2 - n_2 V_1 \\ I_2 &= \frac{n_1}{n_2^2 Z_1 + n_1^2 Z_2} (n_1 V_2 - n_2 V_1) \\ I_2 &= \frac{n_1^2 V_2}{n_2^2 Z_1 + n_1^2 Z_2} - \frac{n_1 n_2 V_1}{n_2^2 Z_1 + n_1^2 Z_2} \\ I_2 &= \frac{n_1^2 V_2}{n_2^2 Z_1 + n_1^2 Z_2} - \frac{n_1 n_2 V_1}{n_2^2 Z_1 + n_1^2 Z_2} + \frac{n_1 n_2 V_2}{n_2^2 Z_1 + n_1^2 Z_2} - \frac{n_1 n_2 V_2}{n_2^2 Z_1 + n_1^2 Z_2} \\ I_2 &= -\frac{n_1 n_2}{n_2^2 Z_1 + n_1^2 Z_2} (V_1 - V_2) + \frac{n_1 (n_1 - n_2) V_2}{n_2^2 Z_1 + n_1^2 Z_2} \end{aligned}$$

Obteniendo la siguiente expresión, en la cual se ve claramente componentes de admitancia en la corriente:

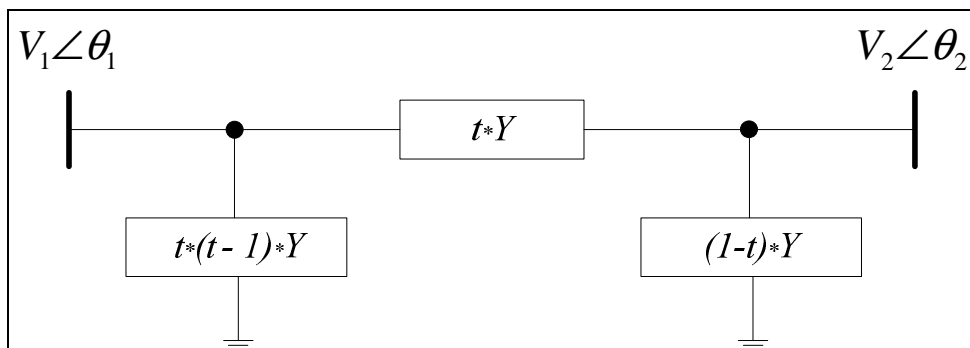
$$I_2 = n_1 n_2 Y (V_2 - V_1) + n_1 (n_1 - n_2) Y V_2 \quad (18)$$

El objetivo es disponer de un modelo general y sencillo para considerar el efecto del tap, este modelo lo constituye el modelo  $\pi$ .



**Figura 2.24 Modelo  $\pi$  generalizado del transformador**

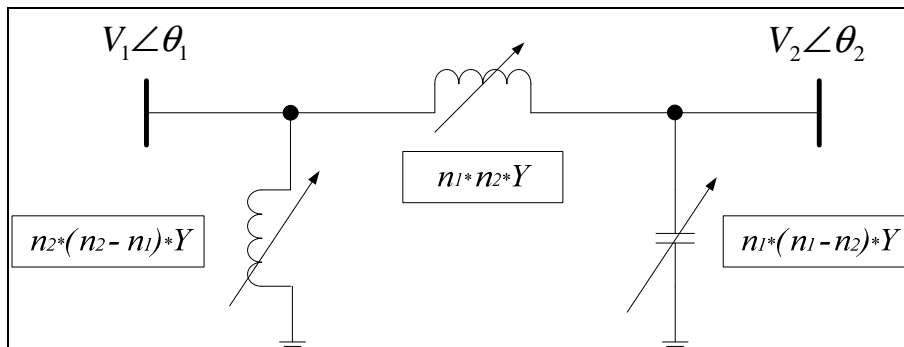
Ahora considerando un modelo simplificado:  $Z_1 = 0$ ,  $n_1 = 1$ ,  $n_2 = t$ , tenemos:



**Figura 2.25 Modelo  $\pi$  simplificado**

Las admitancias serie y paralelo van a cambiar de valor dependiendo de la ubicación de los taps, es decir si el tap está en su posición nominal, el circuito de la Figura 2.25 se modela como un circuito normal de transformador simplificado, considerando únicamente su rama serie, a partir de su valor nominal, el tap puede tomar valores superiores o inferiores, por lo que es necesario realizar un análisis de su comportamiento bajo estas dos posibilidades.

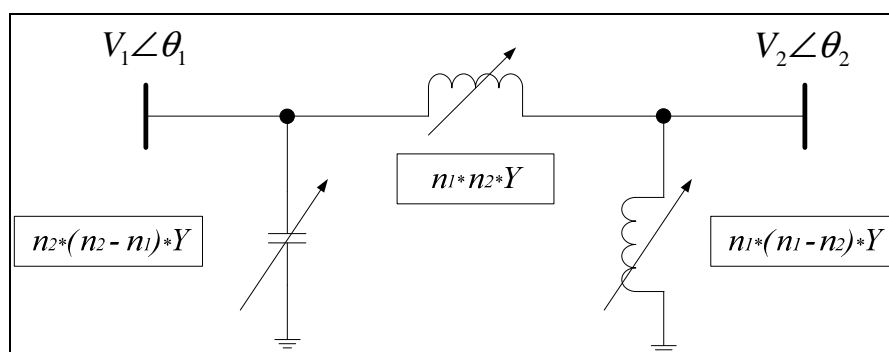
- ✓ Para  $n_2 > n_1$  se presenta el siguiente circuito equivalente:



**Figura 2.26** Circuito equivalente para  $n_2 > n_1$

La acción de este tipo de control de voltaje es directa, pues al aumentar  $n_2$  aumenta el voltaje en la barra 2. Como se puede apreciar en la Figura 2.26, en la barra 2 se simula la conexión de un capacitor, lo que supone un aumento de reactivos capacitivos y por ende el aumento de voltaje.

- ✓ Para  $n_1 > n_2$  se presenta el siguiente circuito equivalente:



**Figura 2.27** Circuito equivalente para  $n_1 > n_2$

La acción de control de voltaje para este caso es inversa, ya que al aumentar  $n_1$  disminuye el voltaje en la barra 2, al igual que en el caso anterior se simula la conexión de un reactor en dicha barra, lo que supone una disminución de reactivos capacitivos, de tal forma que el voltaje en esa barra disminuye.

El circuito equivalente del transformador con taps simula la conexión de un capacitor o reactor en las ramas paralelas del modelo  $\pi$ , dependiendo de la ubicación del tap, mas no se debe considerar a este tipo de transformador como una fuente de reactivos, el control de voltaje que se tiene en este equipo se debe al redireccionamiento del flujo de reactivos, o a su incremento dentro del flujo de reactivos a través del transformador.

### **2.3 TRANSFORMADORES DE TRES DEVANADOS [13]**

El transformador de tres devanados es un subconjunto de un transformador de múltiples devanados. Además de los bobinados usuales primario y secundario, un tercer bobinado es añadido a cada fase. Tener tres devanados puede proveer de varias ventajas:

- Tres devanados permiten conectar tres sistemas juntos, a pesar de que cada sistema opere a diferente voltaje.
- Tres devanados proporcionan aislamiento eléctrico entre los circuitos duales de entrada o circuitos duales de salida, con el mismo nivel de voltaje.
- Si el tercer bobinado está conectado en  $\Delta$ , este puede estabilizar voltajes, suprime las corrientes de tercer armónico que aparecen al magnetizar el núcleo del transformador, filtra las corrientes de tercer armónico del sistema, y proporciona un mecanismo de puesta a tierra cuando el primario y secundario están conectados en Y.

En algunas ocasiones el bobinado terciario puede realizar varias acciones al mismo tiempo. Por ejemplo en un transformador de relación 230/69/13.8 kV en conexión YY  $\Delta$ , la conexión delta del terciario ayuda a estabilizar los voltajes del primario y secundario, y proporciona un mecanismo de puesta a tierra, prácticamente es un

escudo para el circuito primario de las corrientes de tierra del circuito secundario, y proporciona un voltaje de 13.8 kV para alimentar cargas de servicios auxiliares (o dispositivos compensadores de potencia reactiva, como los reactores o capacitores en derivación, etc.). Cuando un grupo de bobinados es conectado en paralelo para incrementar la capacidad de corriente de un bobinado secundario, el grupo en paralelo es considerado como un solo bobinado, y no como algunos bobinados separados. El uso de múltiples juegos de bobinados de bajo voltaje in paralelo es común en S/E de grandes centrales de generación.

Algunas veces el bobinado terciario está destinado solo a interactuar magnéticamente con los bobinados primario y secundario, así que se puede tener o no terminales de conexión externos. En estos casos, se dice que el bobinado terciario es un bobinado *incrustado*. Los bobinados terciarios incrustados son encontrados únicamente en transformadores trifásicos y están siempre conectados en  $\Delta$ . Una esquina de la conexión  $\Delta$  del bobinado terciario incrustado algunas veces es conectada a tierra para limitar los voltajes capacitivos.

### 2.3.1 REVISION DE RELACIONES

Las relaciones de transformación no cambian con la adición de un bobinado terciario en la columna del núcleo. Puesto que el bobinado terciario esta enlazado por el mismo flujo como los bobinados primario y secundario, el voltaje por unidad de terciario es idéntico a los voltajes por unidad de los otros dos devanados.

$$\frac{E_P}{N_P} = \frac{E_S}{N_S} = \frac{E_T}{N_T} \quad (19)$$

Donde:

$E_P$  Voltaje en el bobinado primario

$E_S$  Voltaje en el bobinado secundario

$E_T$  Voltaje en el bobinado terciario

$N_P$  Número de espiras en el bobinado primario

$N_S$  Número de espiras en el bobinado secundario

$N_T$  Número de espiras en el bobinado terciario

Ahora hay tres relaciones de transformación en lugar de una y la primera puede ser modificada de la siguiente forma:

$$\frac{E_P}{E_S} = \frac{N_P}{N_S} \quad (20)$$

$$\frac{E_P}{E_T} = \frac{N_P}{N_T} \quad (21)$$

$$\frac{E_S}{E_T} = \frac{N_S}{N_T} \quad (22)$$

Cuando la corriente fluye en el terciario, este se añade (o resta, dependiendo de la dirección de la corriente) a la FMM total. La FMM total es igual a la FMM magnetizante, que al ser pequeña se asume cero.

$$(i_P \times N_P) + (i_S \times N_S) + (i_T \times N_T) = FMM_{magnetizante} \approx 0 \quad (23)$$

Donde:

$i_P$  Es la corriente en primario

$i_S$  Es la corriente en el secundario

$i_T$  Es la corriente en el terciario

Puesto que  $\frac{E_P}{N_P} = \frac{E_S}{N_S} = \frac{E_T}{N_T}$  son constantes, dadas por la ecuación (19), cada uno de

los términos anteriores puede ser multiplicado por la misma constante:

$$(i_P \times N_P) \times \left( \frac{E_P}{N_P} \right) + (i_S \times N_S) \times \left( \frac{E_S}{N_S} \right) + (i_T \times N_T) \times \left( \frac{E_T}{N_T} \right) = 0 \quad (24)$$



Esta ecuación se reduce a la siguiente forma, dando lugar a la modificación de la segunda ley de transformación:

$$(i_P \times E_P) + (i_S \times E_S) + (i_T \times E_T) = 0 \quad (25)$$

La ecuación (25) puede ser interpretada como una ley de conservación de energía. El flujo de potencia total instantáneo dentro del transformador de todos los tres devanados es cero. En un transformador de dos devanados, la magnitud de los KVAs en el primario iguala a la magnitud de KVAs en el secundario; sin embargo en un transformador de tres devanados, los KVAs pueden dividirse entre los tres devanados de un número infinito de formas, dependiendo de la combinación de carga aplicadas en los circuitos secundario y terciario.

En otras palabras los KVAs del primario son función directa de la suma de KVAs aplicados en los devanados secundario y terciario.

### 2.3.2 REPRESENTACION DE UN TRANSFORMADOR DE TRES DEVANADOS [14] [15]

Existen varias formas de representar al transformador de tres devanados, pero la más simple y usada es el equivalente  $T$  del transformador. En la figura 2.28 muestra una representación del transformador tridevanado bajo condiciones equilibradas, las impedancias consideradas están reflejadas al primario, evidentemente existen dos posibilidades adicionales, con las impedancias reflejadas en los lados secundario y terciario.

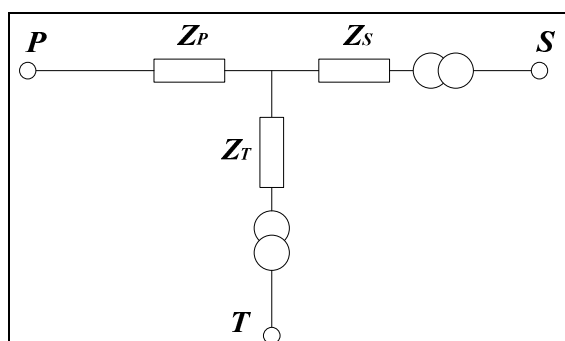
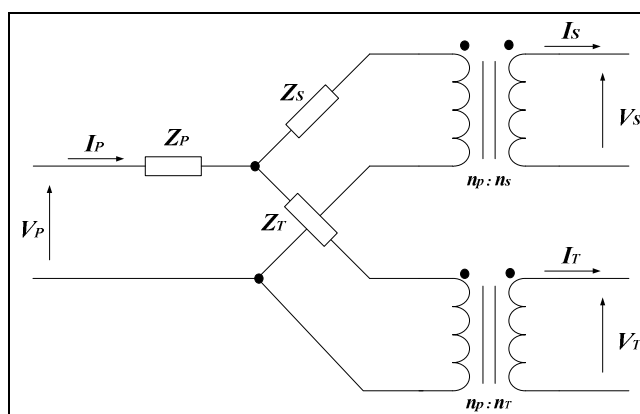


Figura 2.28 Representación del transformador tridevanado

Los efectos de la rama de magnetización son omitidos, debido a que la impedancia de magnetización es mucho más impedancia que la impedancia serie, y el transformador es representado por tres impedancias conectadas en forma de estrella, el punto común de la estrella es ficticio y no está relacionado al sistema neutro.

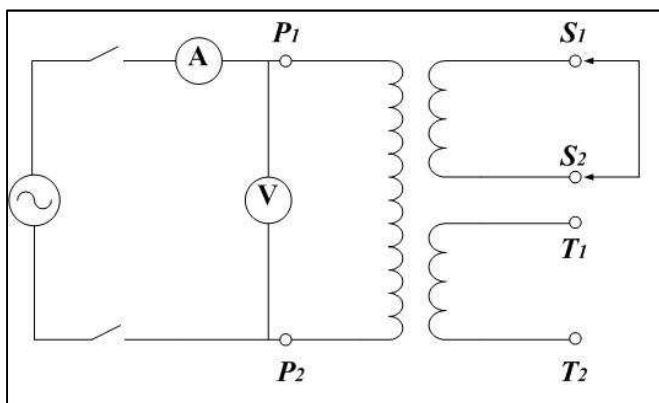
En el transformador de tres devanados, las pérdidas por corrientes de Eddy ocurren en cada devanado debido a las pérdidas de flujo producidas por los otros dos devanados, aun cuando el tercer devanado no esté llevando carga. Por consiguiente, cada elemento de resistencias serie en el circuito equivalente  $T$  de un transformador de tres devanados representa las pérdidas por corrientes de Eddy producidas por los otros devanados. Ahora, una resistencia serie no pertenece a cualquier bobinado particular pero es dividido entre los tres devanados.



**Figura 2.29** Equivalente  $T$  del transformador tridevanado

Para obtener los valores de impedancia serie en el circuito equivalente  $T$ , se efectúa la medición de impedancia de cada par de bobinados tomados de dos en dos. Una bobina se pone en cortocircuito, al otro se le aplica voltaje, mientras que al tercero se lo deja en circuito abierto. La corriente es medida a través del bobinado al que se aplica voltaje. La impedancia es igual al voltaje aplicado dividido por esa corriente. El

esquema de la prueba para medir la impedancia entre  $P$  y los bobinados  $S$  de una sola fase de tres devanados del transformador se muestran en la figura 2.30.



**Figura 2.30. Medida de la Impedancia  $Z_{PS}$  de un transformador tridevanado**

Para determinar los valores de  $Z_P$ ,  $Z_S$  y  $Z_T$  se deben plantear las ecuaciones que resultan de simular en el circuito equivalente  $T$  de la Figura 2.30, las siguientes pruebas a las que se somete el transformador:

$Z_{PS}$  Impedancia de dispersión medida en el primario, con el secundario cortocircuitado y el terciario en circuito abierto.

$Z_{PT}$  Impedancia de dispersión medida en el primario, con el terciario cortocircuitado y el secundario en circuito abierto.

$Z_{ST}$  Impedancia de dispersión medida en el secundario, con el terciario cortocircuitado y el primario en circuito abierto.

$$\begin{aligned}
Z_{PS} &= \left. \frac{V_P}{I_P} \right|_{V_S=I_T=0} = Z_P + Z_S \\
Z_{PT} &= \left. \frac{V_P}{I_P} \right|_{V_T=I_S=0} = Z_P + Z_T \\
Z_{ST} &= \left. \frac{V_S}{I_S} \right|_{V_T=I_P=0} = N_1^2 (Z_S + Z_T)
\end{aligned} \tag{26}$$

Con  $Z_{ST}$  referida al secundario por la relación:

$$N_1 = \frac{n_S}{n_P} \tag{27}$$

Resolviendo el sistema de ecuaciones (26) se tiene:

$$\begin{aligned}
Z_P &= \frac{1}{2} \left( Z_{PS} + Z_{PT} - \frac{Z_{ST}}{N_1^2} \right) \\
Z_S &= \frac{1}{2} \left( Z_{PS} - Z_{PT} + \frac{Z_{ST}}{N_1^2} \right) \\
Z_T &= \frac{1}{2} \left( -Z_{PS} + Z_{PT} + \frac{Z_{ST}}{N_1^2} \right)
\end{aligned} \tag{28}$$

Los bobinados del transformador pueden tener valores de MVA nominales diferentes. Sin embargo los valores de las impedancias deben ser expresadas en un mismo valor de MVA base, en forma similar al circuito equivalente del transformador de dos devanados.

Dividiendo todos estos valores por la impedancia base en el primario  $Z_{BP}$  se obtienen los valores en por unidad correspondientes. Designando con  $V_{BP}$  y  $V_{BS}$ , los voltajes base del primario y secundario, respectivamente y por  $S_B$  la potencia base se puede definir:

$$Z_{BP} = \frac{V_{BP}^2}{S_B} \qquad Z_{BS} = \frac{V_{BS}^2}{S_B} \tag{29}$$

Las impedancias en por unidad se definen de la siguiente manera:

$$Z_P[pu] = \frac{Z_P}{Z_{BP}} \quad Z_S[pu] = \frac{Z_S}{Z_{BP}} \quad Z_T[pu] = \frac{Z_T}{Z_{BP}} \quad (30)$$

Remplazando las ecuaciones (29) y (30) en la ecuación (26), notando que:

$$Z_{BS} = N_1^2 Z_{BP} \quad (31)$$

Y que se debe referir la impedancia  $Z_{ST}$  al lado del primario, se tiene:

$$\begin{aligned} \frac{Z_{PS}}{Z_{BP}} &= Z_{PS}[pu] = Z_P + Z_S \\ \frac{Z_{PT}}{Z_{BP}} &= Z_{PT}[pu] = Z_P + Z_T \\ \frac{Z_{ST}}{Z_{BP}} &= \frac{\left(\frac{Z_{ST}}{N_1^2}\right)}{\left(\frac{Z_{BS}}{N_1^2}\right)} = Z_{ST}[pu] = Z_S + Z_T \end{aligned} \quad (32)$$

Resolviendo el sistema de ecuaciones anteriores:

$$\begin{aligned} Z_P[pu] &= \frac{1}{2}(Z_{PS} + Z_{PT} - Z_{ST}) \\ Z_S[pu] &= \frac{1}{2}(Z_{PS} - Z_{PT} + Z_{ST}) \\ Z_T[pu] &= \frac{1}{2}(-Z_{PS} + Z_{PT} + Z_{ST}) \end{aligned} \quad (33)$$

En transformadores grandes  $Z_S$  puede ser pequeña e incluso puede ser negativa.

Uno de los devanados del transformador tridevanado puede tener una potencia en KVA mucho menor que los otros dos devanados, pero la impedancia serie de dicho devanado puede tener una magnitud cercana a la impedancia serie de los otros devanados. Si el devanado que tenga la potencia más pequeña es cortocircuitado, la corriente en dicho devanado puede ser mucho mayor que los “cortocircuitos en los devanados con capacidades adecuadas” a menos que la impedancia de dicho devanado sea incrementada. Esto se puede realizar por la colocación física de un devanado más alejado de los otros devanados para incrementar las pérdidas de flujo. Aunque existen limitaciones practicas para hacer esto, debido a que el devanado de

menor capacidad usualmente es no menor que el 35% del valor nominal de los otros devanados con el fin de resistir los efectos de los cortocircuitos.

Es posible que una de las impedancias del equivalente  $T$  pueda tener un valor negativo. Esto ocurre si uno de los valores de  $Z_{PS}$ ,  $Z_{PT}$  y  $Z_{ST}$  es mayor que la suma de los otros dos devanados, esta condición hace que uno de los valores de  $Z_P$ ,  $Z_S$  y  $Z_T$  sea negativo, pero solo uno de estos pueden serlo en un mismo transformador.

## **2.4 ANÁLISIS DE LOS NIVELES DE VOLTAJE EN EL POSICIONAMIENTO ACTUAL DE TAPS FIJOS Y LTC DE TRANSFORMADORES**

Como se mencionó en el capítulo 1, el suministro de energía se realiza bajo determinados índices de calidad, como la magnitud de voltaje, frecuencia, distorsión armónica (en corriente y voltaje) y otras variables. En un Sistema Eléctrico de Potencia, la magnitud de voltaje y frecuencia deben permanecer dentro de ciertos límites, la frecuencia es considerada como una variable global para todo el sistema, mientras que el voltaje es considerado como una variable local, que depende principalmente del flujo de potencia reactiva. Se considera variable local, porque las acciones de control de voltaje afectan a una determinada área, más no a todo el sistema, por lo que la localización de las fuentes de potencia reactiva cobran gran importancia en este análisis.

Las principales fuentes de potencia reactiva son reactores, capacitores, compensadores sincrónicos, los mismos generadores sincrónicos y el aporte de reactivos capacitivos por parte de las líneas de transmisión. A continuación se detalla la ubicación de estas fuentes de potencia reactiva en el S.N.I. del Ecuador.

Tabla 2.1 Fuentes de reactivos del S.N.I.

Zona	Ubicación	Nro. Unidades	Cap. [MVar]	Tipo
Esmeraldas-Sto. Domingo	Esmeraldas 69 [kV]	2	12	Capacitor
Esmeraldas-Sto. Domingo	ATU Sto. Domingo	1	10	Reactor
Quito	Sta. Rosa 138 [kV]	3	27	Capacitor
Quito	ATU Sta. Rosa	1	10	Reactor
Quito	ATT Sta. Rosa	1	10	Reactor
Red 230 kV	ATT Quevedo	1	10	Reactor
Red 230 kV	ATU Pascuales	1	10	Reactor
Red 230 kV	ATT Totoras	1	10	Reactor
Red 230 kV	TRK Riobamba	1	10	Reactor
Red 230 kV	ATK Milagro	1	18	Capacitor
Red 230 kV	AT1	1	10	Reactor
Red 230 kV	AT2	1	10	Reactor
Cuenca-Loja	Loja 69 [kV]	1	12	Capacitor
Milagro-Machala	ATR Machala	1	6	Capacitor
Milagro-Machala	ATQ Machala	1	6	Capacitor
Norte	ATQ Ibarra	1	6	Capacitor
Norte	AT1 Ibarra	1	6	Capacitor
Norte	ATQ Tulcán	1	3	Capacitor
Pascuales	Sta. Elena 69 [kV]	1	12	Capacitor
Pascuales	Policentro 69 [kV]	2	6	Capacitor
Quevedo-Manabí	Portoviejo 69 [kV]	3	12	Capacitor

Además, las unidades térmicas TG1 y TG2 de Central Santa Rosa de propiedad de Termopichincha y la unidad TG4 de la Central térmica G. Zevallos de Electroguayas tienen la capacidad de operar como compensadores sincrónicos.

El control de voltaje se lo realiza por medio de los taps de los transformadores, estos equipos actúan directamente en la inyección de reactivos sobre una determinada barra o área, de modo que el control de voltaje es local y trata de mantener la magnitud de voltaje de la barra o barras dentro de una determina banda de variación de voltaje establecida por el CENACE, esta banda de variación se muestra en la tabla 1.2 del capítulo 1. La modelación del transformador con taps y el control de voltaje por medio de estos equipos se explico adecuadamente en las secciones

anteriores. A continuación se tabula los transformadores de potencia del S.N.I. que poseen LTC's.

**Tabla 2.2. Transformadores con LTC's**

ZONA	S/E	TRANSFORMADOR
Esmeraldas-Sto. Domingo	Esmeraldas	AA1
Quito	Sta. Rosa	TRN
Quito	Sta. Rosa	TRN
Quito	Vicentina	T2
Norte	Tulcán	ATQ
Norte	Ibarra	ATQ
Norte	Ibarra	ATR
Quevedo-Manabí	Portoviejo	AA1
Quevedo-Manabí	Portoviejo	AA2
Quevedo-Manabí	Chone	ATQ
Babahoyo-Milagro	Babahoyo	ATQ
Red 230	Dos Cerritos	ATK
Red 230	Riobamba	TRK
Red 230	Quevedo	ATR
Trinitaria	Trinitaria	ATQ
Pascuales	Pascuales	ATR (OHIO)
Pascuales	Policentro	ATQ
Pascuales	Posorja	ATQ
Pascuales	Sta. Elena	ATQ
Cuenca-Loja	Loja	ATQ
Milagro-Machala	Machala	ATQ
Sta. Rosa-Totoras	Mulalo	ATQ

Para el presente análisis se consideró dos periodos hidrológicos, en los cuales el sistema opera de forma distinta, el periodo lluvioso y de estiaje. El periodo de lluvioso comprende los meses de Abril hasta Septiembre y el de estiaje desde Octubre hasta Marzo.

Los casos de estudio para el análisis de calidad de voltaje se detallan a continuación, cada uno de ellos tienen tres escenarios de demanda:



**CASO DE ESTUDIO 01.** 02 de Febrero de 2010 (periodo estiaje considerando la Interconexión)

- a) Demanda Mínima (05:00 am)
- b) Demanda Media (12:00 pm)
- c) Demanda Máxima (19:00 pm)

**CASO DE ESTUDIO 02.** 05 de Mayo de 2010 (periodo de transición hidrológica considerando la Interconexión)

- a) Demanda Mínima (05:00 am)
- b) Demanda Media (12:00 pm)
- c) Demanda Máxima (19:00 pm)

**CASO DE ESTUDIO 03.** 01 de Julio de 2010 (Periodo lluvioso sin considerar Interconexión)

- a) Demanda Mínima (05:00 am)
- b) Demanda Media (12:00 pm)
- c) Demanda Máxima (19:00 pm)

**CASO DE ESTUDIO 04.** 08 de Septiembre de 2010 (Periodo lluvioso considerando la Interconexión con Colombia)

- a) Demanda Mínima (05:00 am)
- b) Demanda Media (12:00 pm)
- c) Demanda Máxima (19:00 pm)

En todas las simulaciones se considera el estado actual de los taps fijos y el estado horario de los LTC's de los transformadores.

Para el período de análisis (2010 actual) se consideran los recursos de producción existentes, el plan de mantenimientos y la incorporación de nuevas instalaciones de generación y transmisión. Los aspectos relevantes se señalan a continuación:

- “Ejecución de la segunda etapa de reparación del túnel y chimenea de equilibrio de la central hidroeléctrica San Francisco, desde el 15 de febrero hasta el 8 de julio de 2010.
- Mantenimientos de la central termoeléctrica Esmeraldas de CELEC-TERMOESMERALDAS, del 27 de febrero al 12 de abril de 2010 (no realizada en 2009) y del 17 de julio al 18 de septiembre del 2010 (overhaul del generador).
- Mantenimientos de la central termoeléctrica Trinitaria de CELEC-ELECTROGUAYAS, del 10 de abril al 29 de mayo de 2010 (no realizada en 2009) y del 18 de septiembre al 12 de octubre del 2010 (lavado de caldera y CAR, reparación de tuberías de circulación).
- La central TERMOGUAYAS, con una disponibilidad de 75 MW durante todo el período de estudio.
- Central Mazar operaría la primera unidad desde abril de 2010 y la segunda unidad desde junio de 2010. El llenado del embalse Mazar hasta el nivel de desagüe de fondo, sin generación, se podría realizar cuando las condiciones hidrológicas lo permitan.

La central Victoria II de INTERVISATRADE, consumirá nafta procedente de la Refinería de Esmeraldas con volúmenes mensuales de 4´700.000 galones. Para cubrir la producción mensual de la central Victoria II, se requerirán aproximadamente 2´300.000 galones de diesel.

- Gas Santa Rosa 3, actualmente fuera de operación, estaría disponible el 19 de mayo de 2010, de acuerdo a lo informado por CELEC - TERMOPICHINCHA.

- Grupos generadores de combustión interna de 20,4 MW, procedentes de Cuba que serán instalados en Manta – Central Miraflores, a cargo de CELEC–TERMOPICHINCHA, que estarían en operación en septiembre de 2010.
- Las importaciones de Colombia, se consideran que serán de seguridad hasta el 30 de abril de 2010, estimándose que se reanudarán los intercambios económicos de electricidad desde el 1 de mayo de 2010.
- El estudio considera la interconexión internacional con Perú a 230 kV, con compras de energía hasta el 13 de marzo de 2010, fecha en que finaliza el contrato.

Para solventar la crisis de abastecimiento de energía eléctrica por la falta de oferta de generación, particularmente en el período de estiaje, mediante Decreto Ejecutivo N° 124, de 6 de noviembre de 2009, se declaró el estado de excepción eléctrica en todo el territorio nacional, por sesenta días, con el objeto de impulsar las acciones necesarias para garantizar la continuidad y suministro del servicio de fuerza eléctrica.” [21]

Los parámetros de los generadores sincrónicos de todo el S.N.I. se presentan en el Anexo 3.

#### **2.4.1 Caso de Estudio 01, 02 de febrero de 2010**

Para este periodo se caracteriza por la operación de conjunta de las interconexiones con Colombia y Perú, los capacitores de Santa Rosa no se encuentran en servicio por lo que las unidades TG1 y TG2 de Santa Rosa son las encargadas de realizar la compensación capacitiva en demanda media y máxima para dicha zona.

##### ***2.4.1.1 Escenario de Demanda Mínima***

El balance de potencia zonificado se muestra a continuación:

**Tabla 2.3. Balance de Potencia, 02 de febrero, demanda mínima**

DEMANDA	ZONA	GENERACION		CARGA		COMP	PERDIDAS		MES
		[MW]	[MVA <sub>r</sub> ]	[MW]	[MVA <sub>r</sub> ]	[MVA <sub>r</sub> ]	[MW]	[MVA <sub>r</sub> ]	
MINIMA	INTERCONEXIONES	136.20	18.51	0.00	0.00	0.00	0.93	-141.38	FEBRERO
MINIMA	RED 230	0.00	0.00	45.22	9.83	0.00	3.96	-338.11	FEBRERO
MINIMA	CUENCA LOJA	76.17	-8.10	107.65	86.60	-12.59	8.09	6.20	FEBRERO
MINIMA	ESMERALDAS-STO DOMINGO	123.00	-1.64	81.64	28.95	0.00	5.07	-18.60	FEBRERO
MINIMA	MILAGRO-MACHALA	139.20	-12.82	157.16	60.83	0.00	9.91	5.71	FEBRERO
MINIMA	NORTE	1.60	1.20	40.15	12.67	0.00	0.46	-10.54	FEBRERO
MINIMA	PASCUALES	365.98	18.31	387.79	127.88	0.00	3.69	23.37	FEBRERO
MINIMA	QUEVEDO-MANABI	157.50	14.65	141.43	46.68	0.00	2.53	-1.18	FEBRERO
MINIMA	QUITO	51.40	10.56	342.21	112.29	0.00	1.84	4.80	FEBRERO
MINIMA	SAN FRANCISCO	200.00	2.19	23.09	14.27	0.00	2.37	-22.43	FEBRERO
MINIMA	TOTORAS-STA ROSA	30.00	18.19	112.00	49.60	0.00	1.21	-3.08	FEBRERO
MINIMA	TRINITARIA	276.00	113.15	77.44	22.46	0.00	1.89	27.04	FEBRERO
MINIMA	TOTAL	1557.05	174.20	1515.78	572.06	-12.59	41.95	-468.20	FEBRERO

El nivel de voltaje en la mayoría de las barras excede 1[p.u.] y su valor se encuentra dentro de la banda de voltaje, este análisis supone un mayor interés en las barras de entrega, 69, 34.5 y 46 [kV], ya que para estos niveles de voltaje la banda de voltaje es más estrecha,  $\pm 3\%$ , mientras que para las barras de 230 y 138 [kV] son de  $+7\%/-5\%$  y  $+5\%/-7\%$  respectivamente. A continuación se muestran las barras con niveles de voltaje próximos al nivel inferior de su banda de voltaje respectiva.

#### 2.4.1.2 Escenario de Demanda Media

**Tabla 2.4. Balance de Potencia, 02 de febrero, demanda media**

DEMANDA	ZONA	GENERACION		CARGA		COMP.	PERDIDAS		MES
		[MW]	[MVA <sub>r</sub> ]	[MW]	[MVA <sub>r</sub> ]	[MVA <sub>r</sub> ]	[MW]	[MVA <sub>r</sub> ]	
MEDIA	INTERCONEXIONES	131.50	3.64	0.00	0.00	0.00	1.02	-180.08	FEBRERO
MEDIA	RED 230	0.00	0.00	63.01	18.82	0.00	10.59	-264.73	FEBRERO
MEDIA	CUENCA LOJA	420.65	109.30	143.93	106.41	-12.17	9.09	22.24	FEBRERO
MEDIA	ESMERALDAS-STO DOMINGO	123.00	7.71	106.32	37.53	0.00	4.72	-13.38	FEBRERO
MEDIA	MILAGRO-MACHALA	139.20	19.20	200.38	83.14	0.00	7.87	-0.66	FEBRERO
MEDIA	NORTE	1.60	1.20	54.01	22.84	-6.22	0.81	-7.19	FEBRERO

<b>MEDIA</b>	PASCUALES	575.50	132.51	647.63	241.55	0.00	5.31	56.11	FEBRERO
<b>MEDIA</b>	QUEVEDO-MANABI	231.50	31.59	191.60	40.50	0.00	3.63	11.27	FEBRERO
<b>MEDIA</b>	QUITO	100.60	28.38	513.70	156.88	0.00	3.50	43.30	FEBRERO
<b>MEDIA</b>	SAN FRANCISCO	204.50	37.33	33.27	15.56	0.00	2.88	-19.66	FEBRERO
<b>MEDIA</b>	TOTORAS-STA ROSA	20.00	11.50	144.32	46.95	0.00	1.92	0.56	FEBRERO
<b>MEDIA</b>	TRINITARIA	304.99	108.24	101.86	34.40	0.00	1.67	32.22	FEBRERO
<b>MEDIA</b>	TOTAL	2253.04	490.60	2200.03	804.58	-18.39	53.01	-320.00	FEBRERO

### 2.4.1.3 Escenario de Demanda Máxima

**Tabla 2.5. Balance de Potencia, 02 de febrero, demanda máxima**

DEMANDA	ZONA	GENERACION		CARGA		COMP.	PERDIDAS		MES
		[MW]	[MVAr]	[MW]	[MVAr]	[MVAr]	[MW]	[MVAr]	
<b>MAXIMA</b>	INTERCONEXIONES	66.20	7.80	0.00	0.00	0.00	0.45	-13.04	FEBRERO
<b>MAXIMA</b>	RED 230	0.00	0.00	66.56	16.66	0.00	26.24	- 118.38	FEBRERO
<b>MAXIMA</b>	CUENCA LOJA	743.95	143.52	184.97	75.37	-12.28	11.12	54.82	FEBRERO
<b>MAXIMA</b>	ESMERALDAS-STO DOMINGO	123.00	39.26	142.07	39.51	0.00	3.89	-6.78	FEBRERO
<b>MAXIMA</b>	MILAGRO-MACHALA	139.20	9.75	251.00	87.06	-6.71	6.74	-2.68	FEBRERO
<b>MAXIMA</b>	NORTE	7.50	5.63	75.89	17.37	-15.00	1.38	-2.92	FEBRERO
<b>MAXIMA</b>	PASCUALES	605.00	178.11	669.44	265.02	0.00	6.23	60.12	FEBRERO
<b>MAXIMA</b>	QUEVEDO-MANABI	281.50	62.58	252.36	53.36	-12.10	5.96	27.08	FEBRERO
<b>MAXIMA</b>	QUITO	144.20	129.87	585.63	136.05	0.00	4.87	61.22	FEBRERO
<b>MAXIMA</b>	SAN FRANCISCO	213.40	85.03	48.57	12.32	0.00	3.21	-16.53	FEBRERO
<b>MAXIMA</b>	TOTORAS-STA ROSA	22.00	34.38	183.86	36.54	0.00	2.47	5.59	FEBRERO
<b>MAXIMA</b>	TRINITARIA	323.00	125.17	134.25	38.86	0.00	1.79	40.57	FEBRERO
<b>MAXIMA</b>	TOTAL	2668.95	821.10	2594.60	778.12	-46.09	74.35	89.07	FEBRERO

### 2.4.2 Caso de Estudio 02, 05 de mayo de 2010

Este mes se caracterizó por la salida de operación de la Central Térmica Esmeraldas, salida provista por mantenimiento, a pesar de que se perdió una de las centrales más importantes del país, no se tuvo que importar energía eléctrica por

ninguna de las dos interconexiones. Dicha potencia fue suplida por las unidades térmicas de la Central Aníbal Santos y la unidad de la Barcaza Victoria.

Los tres capacitores de 27 MVar c/u de la S/E Santa Rosa se encuentran en fase de prueba, para suplir la falta de reactivos capacitivos en el sistema una unidad de la Central Térmica Santa Rosa opera como compensador sincrónico, de modo que el sistema puede operar sin contratiempo.

#### 2.4.2.1 Escenario de Demanda Mínima

**Tabla 2.6. Balance de Potencia, 05 de mayo, demanda mínima**

DEMANDA	ZONA	GENERACION		CARGA		COMP.	PERDIDAS		MES
		[MW]	[MVar]	[MW]	[MVar]	[MVar]	[MW]	[MVar]	
MINIMA	INTERCONEXIONES	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	MAYO
MINIMA	RED 230	0.00	0.00	59.90	14.92	-20.45	8.66	-292.89	MAYO
MINIMA	CUENCA LOJA	414.92	-22.13	109.74	26.99	0.00	2.57	-4.34	MAYO
MINIMA	ESMERALDAS-STO DOMINGO	3.00	2.25	73.70	27.11	0.00	1.01	-40.70	MAYO
MINIMA	MILAGRO-MACHALA	132.70	12.66	172.54	58.37	-6.62	4.94	-10.62	MAYO
MINIMA	NORTE	5.60	4.20	45.40	14.27	0.00	0.47	-9.55	MAYO
MINIMA	PASCUALES	272.50	107.10	444.10	226.87	0.00	2.26	16.67	MAYO
MINIMA	QUEVEDO-MANABI	148.50	-0.30	137.32	33.93	-13.40	2.42	7.25	MAYO
MINIMA	QUITO	95.70	50.90	353.44	122.49	0.00	2.03	10.38	MAYO
MINIMA	SAN FRANCISCO	368.20	41.94	23.27	9.20	0.00	4.46	13.58	MAYO
MINIMA	TOTORAS-STA ROSA	27.20	24.21	112.94	29.35	0.00	2.67	2.47	MAYO
MINIMA	TRINITARIA	198.99	82.82	102.44	34.79	0.00	1.03	19.66	MAYO
MINIMA	TOTAL	1667.31	303.65	1634.79	598.29	-40.47	32.52	-288.09	MAYO

### 2.4.2.2 Escenario de Demanda Media

**Tabla 2.7. Balance de Potencia, 05 de mayo, demanda media**

DEMANDA	ZONA	GENERACION		CARGA		COMP.	PERDIDAS		MES
		[MW]	[MVA <sub>r</sub> ]	[MW]	[MVA <sub>r</sub> ]	[MVA <sub>r</sub> ]	[MW]	[MVA <sub>r</sub> ]	
MEDIA	INTERCONEXIONES	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	MAYO
MEDIA	RED 230	0.00	0.00	76.41	24.20	-18.59	35.60	-24.91	MAYO
MEDIA	CUENCA LOJA	1009.72	170.92	138.32	37.93	-12.55	9.36	89.86	MAYO
MEDIA	ESMERALDAS-STO DOMINGO	3.00	2.25	98.24	35.48	0.00	1.69	-30.31	MAYO
MEDIA	MILAGRO-MACHALA	132.70	45.74	217.18	78.74	-11.29	6.84	1.06	MAYO
MEDIA	NORTE	7.50	6.21	54.08	24.39	-11.84	0.64	-6.96	MAYO
MEDIA	PASCUALES	246.30	167.36	713.56	252.35	0.00	3.68	45.50	MAYO
MEDIA	QUEVEDO-MANABI	211.70	38.10	182.80	47.53	-12.77	3.17	12.68	MAYO
MEDIA	QUITO	104.70	114.79	478.82	129.75	0.00	3.17	39.86	MAYO
MEDIA	SAN FRANCISCO	370.20	91.52	31.99	9.80	0.00	5.26	19.64	MAYO
MEDIA	TOTORAS-STA ROSA	27.20	36.82	141.04	45.18	0.00	4.54	11.44	MAYO
MEDIA	TRINITARIA	218.99	169.65	124.67	44.05	0.00	0.94	28.14	MAYO
MEDIA	TOTAL	2332.01	843.36	2257.11	729.40	-67.04	74.89	186.00	MAYO

### 2.4.2.3 Escenario de Demanda Máxima

**Tabla 2.8. Balance de Potencia, 05 de mayo, demanda máxima**

DEMANDA	ZONA	GENERACION		CARGA		COMP.	PERDIDAS		MES
		[MW]	[MVA <sub>r</sub> ]	[MW]	[MVA <sub>r</sub> ]	[MVA <sub>r</sub> ]	[MW]	[MVA <sub>r</sub> ]	
MAXIMA	INTERCONEXIONES	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	MAYO
MAXIMA	RED 230	0.00	0.00	94.48	28.86	-18.51	36.66	-16.11	MAYO
MAXIMA	CUENCA LOJA	1047.01	220.17	193.06	68.04	-11.37	13.07	109.33	MAYO
MAXIMA	ESMERALDAS-STO DOMINGO	2.90	2.17	126.59	32.85	0.00	3.26	-15.91	MAYO
MAXIMA	MILAGRO-MACHALA	132.70	58.28	268.66	84.72	-10.83	8.94	10.61	MAYO
MAXIMA	NORTE	7.50	5.62	76.26	16.53	-17.95	1.45	-2.04	MAYO
MAXIMA	PASCUALES	520.70	226.92	748.74	259.72	-10.67	4.25	60.12	MAYO
MAXIMA	QUEVEDO-MANABI	310.50	80.14	254.75	63.54	-25.64	5.94	30.98	MAYO
MAXIMA	QUITO	151.90	125.81	569.01	111.47	0.00	4.39	64.44	MAYO
MAXIMA	SAN FRANCISCO	377.00	123.83	46.58	9.63	0.00	5.96	24.63	MAYO
MAXIMA	TOTORAS-STA ROSA	25.00	18.75	174.81	36.22	0.00	4.50	13.10	MAYO
MAXIMA	TRINITARIA	213.00	96.93	146.14	41.27	0.00	0.71	21.61	MAYO
MAXIMA	TOTAL	2788.21	958.62	2699.08	752.85	-94.97	89.13	300.76	MAYO

### 2.4.3 Caso de Estudio 03, 01 de julio de 2010

Para el análisis de este mes se consideró la entrada en operación de los capacitores de Santa Rosa, la Central Térmica de Esmeraldas aun continúa en mantenimiento, comprendido entre el 27 de febrero al 12 de abril de 2010 (no realizada en 2009) y del 17 de julio al 18 de septiembre del 2010 (overhaul del generador).

#### 2.4.3.1 Escenario de Demanda Mínima

**Tabla 2.9. Balance de Potencia, 01 de julio, demanda mínima**

DEMANDA	ZONA	GENERACION		CARGA		COMP.	PERDIDAS		MES
		[MW]	[MVar]	[MW]	[MVar]	[MVar]	[MW]	[MVar]	
MINIMA	INTERCONEXIONES	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	JULIO
MINIMA	RED 230	0.00	0.00	47.82	11.42	-19.83	28.86	-104.74	JULIO
MINIMA	CUENCA LOJA	901.05	124.21	106.88	83.28	-12.89	8.86	67.76	JULIO
MINIMA	ESMERALDAS-STO DOMINGO	0.00	0.00	77.30	24.20	0.00	1.47	-37.72	JULIO
MINIMA	MILAGRO-MACHALA	50.60	24.90	156.13	50.64	-5.98	3.64	-19.77	JULIO
MINIMA	NORTE	6.60	4.95	41.22	9.71	0.00	0.38	-10.36	JULIO
MINIMA	PASCUALES	43.00	27.67	394.10	104.30	0.00	1.57	-0.01	JULIO
MINIMA	QUEVEDO-MANABI	77.50	3.70	137.63	33.07	-13.22	2.24	-4.85	JULIO
MINIMA	QUITO	44.80	32.98	327.14	112.12	-57.03	1.42	6.32	JULIO
MINIMA	SAN FRANCISCO	368.00	44.57	23.74	10.05	0.00	4.51	14.03	JULIO
MINIMA	TOTORAS-STA ROSA	29.00	12.01	118.92	40.55	0.00	3.86	6.48	JULIO
MINIMA	TRINITARIA	60.00	45.00	92.20	31.41	0.00	0.65	1.05	JULIO
MINIMA	TOTAL	1580.55	319.99	1523.08	510.75	-108.95	57.46	-81.81	JULIO

#### 2.4.3.2 Escenario de Demanda Media

**Tabla 2.10. Balance de Potencia, 01 de julio, demanda media**

DEMANDA	ZONA	GENERACION		CARGA		COMP.	PERDIDAS		MES
		[MW]	[MVar]	[MW]	[MVar]	[MVar]	[MW]	[MVar]	
MEDIA	INTERCONEXIONES	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	JULIO
MEDIA	RED 230	0.00	0.00	67.40	24.12	-18.86	44.94	48.48	JULIO
MEDIA	CUENCA LOJA	1086.31	230.38	142.01	88.61	-11.78	10.93	109.84	JULIO
MEDIA	ESMERALDAS-STO	3.00	2.25	98.82	35.63	0.00	2.07	-29.07	JULIO



	DOMINGO								
<b>MEDIA</b>	MILAGRO-MACHALA	150.20	42.89	202.33	73.94	-12.02	6.53	-1.29	JULIO
<b>MEDIA</b>	NORTE	6.80	6.94	53.02	22.50	-6.12	0.64	-7.16	JULIO
<b>MEDIA</b>	PASCUALES	270.50	127.95	675.44	209.56	-11.20	2.81	33.34	JULIO
<b>MEDIA</b>	QUEVEDO-MANABI	82.00	26.29	166.79	42.71	-26.11	3.34	2.12	JULIO
<b>MEDIA</b>	QUITO	82.10	98.41	515.47	125.68	-80.60	3.37	47.29	JULIO
<b>MEDIA</b>	SAN FRANCISCO	373.20	100.07	32.98	15.88	0.00	4.95	19.42	JULIO
<b>MEDIA</b>	TOTORAS-STA ROSA	37.50	38.92	140.67	49.78	0.00	5.50	14.84	JULIO
<b>MEDIA</b>	TRINITARIA	202.49	146.90	112.99	30.94	0.00	1.09	30.53	JULIO
<b>MEDIA</b>	TOTAL	2294.10	821.00	2207.92	719.35	-166.69	86.17	268.34	JULIO

### 2.4.3.3 Escenario de Demanda Máxima

**Tabla 2.11. Balance de Potencia, 01 de julio, demanda máxima**

DEMANDA	ZONA	GENERACION		CARGA		COMP.	PERDIDAS		MES
		[MW]	[MVA <sub>r</sub> ]	[MW]	[MVA <sub>r</sub> ]	[MVA <sub>r</sub> ]	[MW]	[MVA <sub>r</sub> ]	
<b>MAXIMA</b>	INTERCONEXIONES	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	JULIO
<b>MAXIMA</b>	RED 230	0.00	0.00	83.35	24.27	-18.33	43.52	38.26	JULIO
<b>MAXIMA</b>	CUENCA LOJA	1078.30	234.29	194.19	70.43	-11.33	13.16	117.38	JULIO
<b>MAXIMA</b>	ESMERALDAS-STO DOMINGO	3.00	2.25	129.74	34.60	0.00	3.94	-12.72	JULIO
<b>MAXIMA</b>	MILAGRO-MACHALA	152.70	60.88	259.33	83.72	-10.99	9.01	11.18	JULIO
<b>MAXIMA</b>	NORTE	10.60	7.95	71.98	16.12	-6.08	1.09	-4.44	JULIO
<b>MAXIMA</b>	PASCUALES	463.90	132.64	669.79	168.01	-10.88	3.82	49.15	JULIO
<b>MAXIMA</b>	QUEVEDO-MANABI	242.50	61.66	250.06	57.70	-23.82	6.79	24.59	JULIO
<b>MAXIMA</b>	QUITO	122.10	119.87	589.72	116.14	-77.99	4.10	60.63	JULIO
<b>MAXIMA</b>	SAN FRANCISCO	377.00	126.84	46.11	11.28	0.00	5.77	23.56	JULIO
<b>MAXIMA</b>	TOTORAS-STA ROSA	35.50	26.63	178.65	43.37	0.00	5.04	14.67	JULIO
<b>MAXIMA</b>	TRINITARIA	214.00	76.56	129.57	34.65	0.00	0.86	26.93	JULIO
<b>MAXIMA</b>	TOTAL	2699.60	849.57	2602.49	660.29	-159.42	97.10	349.19	JULIO

### 2.4.4 Identificación de las Barras más débiles

Para la identificación de las barras más débiles se consideraron aquellas que se aproximan al límite inferior de la banda de voltaje, poniendo especial cuidado en las barras de entrega (69 kV, 34.5 kV y 46 kV), es decir aquellas barras destinadas a la

subtransmisión, las cuales conducen la energía generada en los centros de generación hacia las S/E de entrega en bloque.

#### 2.4.4.1 Zona Cuenca Loja

Para todos los periodos hidrológicos y bajo todas las condiciones de demandas analizadas se determina que la barra más débil es la CUENCA a 69 [kV], bajo cualquier condición de demanda esta barra presenta niveles cercanos y por debajo del límite inferior de la banda de voltaje, por lo que es necesario establecer la posición adecuada del tap fijo del transformador ATQ\_CUENCA para mejorar la calidad de voltaje en dicha zona.

**Tabla 2.12 Voltajes Barra Cuenca 69 kV, diferentes escenarios**

NOMBRE	Vnom [kV]	V [kV]	V [pu]	LIMITE_SUP	LIMITE_INFE	PERIODO
CUENCA	69	66.75	0.97	1.03	0.97	FEBRERO_MAXIMA
CUENCA	69	64.82	0.94	1.03	0.97	FEBRERO_MEDIA
CUENCA	69	64.62	0.94	1.03	0.97	FEBRERO_MINIMA
CUENCA	69	66.19	0.96	1.03	0.97	JULIO_MAXIMA
CUENCA	69	64.90	0.94	1.03	0.97	JULIO_MEDIA
CUENCA	69	66.96	0.97	1.03	0.97	JULIO_MINIMA
CUENCA	69	66.66	0.97	1.03	0.97	MAYO_MAXIMA

#### 2.4.4.2 Zona Quito

**Tabla 2.13. Voltajes Zona Quito, diferentes escenarios**

NOMBRE	Vnom [Kv]	V [Kv]	V [pu]	LÍMITES		PERIODO
				SUP	INF	
S/E19	46	44.59	0.97	1.03	0.97	FEBRERO_MAXIMA
SALEGRE	46	44.06	0.96	1.03	0.97	FEBRERO_MAXIMA
STA ROSA	46	44.47	0.97	1.03	0.97	FEBRERO_MAXIMA
S/E19	46	44.50	0.97	1.03	0.97	JULIO_MAXIMA
SALEGRE	46	44.08	0.96	1.03	0.97	JULIO_MAXIMA
STA ROSA	46	43.55	0.95	1.03	0.97	JULIO_MAXIMA
SALEGRE	46	44.61	0.97	1.03	0.97	JULIO_MEDIA
STA ROSA	46	44.42	0.97	1.03	0.97	JULIO_MEDIA

S/E19	46	43.91	0.95	1.03	0.97	MAYO_MAXIMA
SALEGRE	46	43.64	0.95	1.03	0.97	MAYO_MAXIMA
STA ROSA	46	43.75	0.95	1.03	0.97	MAYO_MAXIMA
VICENTINA1	46	44.80	0.97	1.03	0.97	MAYO_MAXIMA
S/E19	46	44.68	0.97	1.03	0.97	MAYO_MEDIA
SALEGRE	46	44.21	0.96	1.03	0.97	MAYO_MEDIA
STA ROSA	46	44.29	0.96	1.03	0.97	MAYO_MEDIA

#### 2.4.4.3 Zona Norte

Tabla 2.14. Voltajes Zona Norte, diferentes escenarios

NOMBRE	Vnom [Kv]	V [Kv]	V [pu]	LIMITES		PERIODO
				SUP	INF	
IBARRA 2	69	67.23	0.97	1.03	0.97	FEBRERO_MAXIMA
TULCAN	69	66.98	0.97	1.03	0.97	FEBRERO_MAXIMA
IBARRA	69	65.51	0.95	1.03	0.97	FEBRERO_MEDIA
TULCAN	69	66.80	0.97	1.03	0.97	FEBRERO_MEDIA
IBARRA	69	66.39	0.96	1.03	0.97	JULIO_MAXIMA
IBARRA 2	69	66.55	0.96	1.03	0.97	JULIO_MAXIMA
TULCAN	69	66.01	0.96	1.03	0.97	JULIO_MAXIMA
TULCAN	69	66.79	0.97	1.03	0.97	JULIO_MEDIA
IBARRA 2	69	65.56	0.95	1.03	0.97	MAYO_MAXIMA
TULCAN	69	66.50	0.96	1.03	0.97	MAYO_MAXIMA
IBARRA 2	69	66.37	0.96	1.03	0.97	MAYO_MEDIA
TULCAN	69	65.79	0.95	1.03	0.97	MAYO_MEDIA
IBARRA 2	69	66.88	0.97	1.03	0.97	MAYO_MINIMA

#### 2.4.4.4 Zona Pascuales

Tabla 2.15. Voltajes Barra Pascuales 69 kV, diferentes escenarios

NOMBRE	Vnom [Kv]	V [Kv]	V [pu]	LIMITES		PERIODO
				SUP	INF	
POLICENTRO	69	66.54	0.96	1.03	0.97	FEBRERO_MAXIMA
POLICENTRO	69	66.14	0.96	1.03	0.97	FEBRERO_MEDIA
POLICENTRO	69	65.69	0.95	1.03	0.97	JULIO_MAXIMA
POLICENTRO	69	66.67	0.97	1.03	0.97	JULIO_MEDIA

#### 2.4.4.5 Zona San Francisco

**Tabla 2.16. Voltajes Zona San Francisco, diferentes escenarios**

	Vnom	V	V	LIMITES		
NOMBRE	[Kv]	[Kv]	[pu]	SUP	INF	PERIODO
FCO ORELLANA	69	66.74	0.97	1.03	0.97	FEBRERO_MEDIA
JIVINO	69	66.20	0.96	1.03	0.97	FEBRERO_MEDIA
PAYAMINO	69	66.69	0.97	1.03	0.97	FEBRERO_MEDIA
JIVINO	69	66.86	0.97	1.03	0.97	JULIO_MEDIA
PAYAMINO	69	67.27	0.97	1.03	0.97	JULIO_MEDIA
JIVINO	69	66.77	0.97	1.03	0.97	MAYO_MAXIMA
PAYAMINO	69	67.25	0.97	1.03	0.97	MAYO_MAXIMA
JIVINO	69	67.23	0.97	1.03	0.97	MAYO_MEDIA

#### 2.4.5 Posiciones Actuales de Taps Fijos

El análisis de calidad en el nivel de voltaje para el S.N.I. en las condiciones actuales considera fundamentalmente la posición actual de los taps fijos de los transformadores, mas no la posición de los LTC's, ya que éstos sufren cambios horarios según las condiciones de demanda. La posición de los taps fijos no sufren cambios horarios, su posicionamiento debe ser el adecuado y garantice que durante todo el nivel de voltaje de las barras estén dentro de la banda de variación de voltaje. Para ello, es necesario analizar las barras circundantes a los transformadores de potencia que posean estos mecanismos de regulación de voltaje y analizar si con el rango máximo de variación del LTC se alcanza el nivel adecuado de voltaje, si lo anterior no se cumple implica que se requiere un reposicionamiento en el tap fijo.

Por ello a continuación se resume las posiciones actuales de los taps fijos y los LTC's de los transformadores del SNI, en las condiciones actuales de operación.

Tabla 2.17. Transformadores de relación 230/138/13.8

NOMBRE	VOLTAJES NOM			TAP FIJO			
	HV	MV	LV	nom	min	max	actual
T_TRK_MACHALA	230	69	13.8	3	1	5	3
T_ATT_SANTA ROSA	230	138	13.8	3	1	5	2
T_ATU_POMASQUI	230	138	13.8	3	1	5	2
T_ATU_SANTA ROSA	230	138	13.8	3	1	5	2
T_AT1_MOLINO	230	138	13.8	3	1	5	3
T_AT2_MOLINO	230	138	13.8	3	1	5	3
T_ATK_DOS CERRITOS	230	69	13.8	17	1	33	12
T_ATK_MILAGRO	230	69	13.8	3	1	5	2
T_ATT PASCUALES	230	138	13.8	3	1	5	1
T_ATT QUEVEDO	230	138	13.8	3	1	5	1
T_ATT_TRINITARIA	230	138	13.8	3	1	5	2
T_ATU PASCUALES	230	138	13.8	3	1	5	1
T_ATU_MILAGRO	230	138	13.8	3	1	5	2
T_TRK_RIOBAMBA	230	69	13.8	3	1	5	3
T_ATT TOTORA	230	138	13.8	3	1	5	3
T_ATU_STO DOMINGO	230	138	13.8	3	1	5	2

Tabla 2.18. Transformadores de relación 138/69/13.8

NOMBRE	VOLTAJES NOM			TAP FIJO			
	HV	MV	LV	nom	min	max	actual
T_AA1_ESMERALDAS	138	69	13.8	3	1	5	1
T_AA1_PORTOVIEJO	138	69	13.8	3	1	5	1
T_AA2_PORTOVIEJO	138	69	13.8	3	1	5	1
T_AT1_AMBATO	138	69	13.8	3	1	5	3
T_ATQ BABAHOYO	138	69	13.8	3	1	5	1
T_ATQ CHONE	138	69	13.8	3	1	5	2
T_ATQ TRINITARIA 150MVA	138	69	13.8	3	1	5	3

T_ATQ_CUENCA	138	69	13.8	3	1	5	2
T_ATQ_IBARRA	138	69	13.8	2	1	3	2
T_ATQ_LOJA	138	69	13.8	3	1	5	3
T_ATQ_MACHALA	138	69	13.8	3	1	5	3
T_ATQ_MULALO	138	69	13.8	3	1	5	2
T_ATQ_POSORJA	138	69	13.8	3	1	5	2
T_ATQ_SALITRAL	138	69	13.8	3	1	5	2
T_ATQ_STAELENA	138	69	13.8	3	1	5	1
T_ATQ_TOTORAS	138	69	13.8	3	1	5	3
T_ATQ_TULCAN	138	69	13.8	3	1	5	2
T_ATQFORELLANA	138	69	13.8	3	1	5	3
T_ATR MACHALA	138	69	13.8	3	1	5	3
T_ATR_IBARRA	138	69	13.8	3	1	5	3
T_ATR_PASCUAL	138	69	13.8	3	1	5	3
T_ATR_QUEVEDO	138	69	13.8	3	1	5	3
T_ATR_SALITRAL	138	69	13.8	3	1	5	2
T_ATR_STO DOMINGO	138	69	13.8	3	1	5	2
T_S/E19	138	46	23	3	1	5	3
T_SELVA ALEGRE 1	138	46	13.8	3	1	5	3
T_SELVA ALEGRE 2	138	46	13.8	3	1	5	3
T_T1 VINCENTINA	138	46	13.8	3	1	5	4
T_T1_IBARRA	138	34.5	13.8	2	1	3	2
T_T1 VINCENTINA	138	46	13.8	3	1	5	4
T_T2 VINCENTINA	138	46	13.8	3	1	5	2
T_TRN_STA_ROSA	138	46	13.8	2	1	3	2
T_TRP_STA_ROSA	138	46	13.8	3	1	5	3

Una vez que se ha identificado las barras más débiles (por su nivel de voltaje) dentro de una determinada zona, se procede a asociar dichas barras con los transformadores correspondientes, de modo que se pueda realizar un control de voltaje más directo en la zona. Como se mencionó anteriormente el control de voltaje es local, es decir las variables que afecten éste parámetro deben estar dentro de la zona análisis, en nuestro caso la única variable es la posición del tap fijo, se ignora la ubicación de nuevos bancos de capacitores en las barras, el análisis se centrará únicamente en la operación más adecuada de los equipos disponibles en la actualidad.

Del análisis de debilidad de voltajes en barras realizado en los numerales anteriores se determinan las zonas con problemas de voltaje, se detallan las fuentes de reactivos que poseen, sus limitaciones en cuanto a producción de potencia reactiva y se concluye que la mejor opción es operar los taps fijos de los principales transformadores de cada zona. A continuación se presenta un listado de los transformadores a los cuales se procederá a reubicar sus taps fijos.

**Tabla 2.19. Transformadores tridevanados considerados para el reposicionamiento**

NOMBRE	VOLTAJES NOM			TAP FIJO			
	HV	MV	LV	nom	min	max	actual
T_ATQ_CUENCA	138	69	13.8	3	1	5	2
ATQ SALITRAL	138	69	13.8	3	1	5	2
ATR SALITRAL	138	69	13.8	3	1	5	2

La reubicación de los taps de estos transformadores permitirá un redireccionamiento en el flujo de reactivos para las zonas de influencia directa, y para otras zonas aledañas.

**Tabla 2.20. Transformadores considerados para el reposicionamiento**

NOMBRE	VOLTAJES NOM		TAP FIJO			
	HV	LV	nom	min	max	actual
T_U1_Machala Power	138	13.8	3	1	5	<b>4</b>
T_U1_Machala Power	138	13.8	3	1	5	<b>4</b>
T_U1_Agoyán	138	13.8	3	1	5	<b>3</b>
T_U1_Agoyán	138	13.8	3	1	5	<b>3</b>

Se consideraron estos transformadores para poder incrementar el flujo reactivos provenientes de las unidades de generación correspondientes, de manera que se pueda explotar al máximo la producción de reactivos que ayuden a mejorar la calidad de voltajes en las barras, es decir mejorar el perfil de voltaje.



## **CAPÍTULO 3**

### **ANÁLISIS EN DIFERENTES ESCENARIOS DEL AÑO 2011**

La zonificación del S.N.I. permite establecer las áreas más débiles, en cuanto a nivel de voltaje e identificar los transformadores en los cuales se podría realizar un reposicionamiento de sus taps fijos. Se efectúa un análisis para mejorar los voltajes en las barras donde se registran violaciones a las bandas de voltaje definidas por la regulación actual del CONELEC para el año 2011, mediante el cambio de los taps fijos de los transformadores. El análisis considera dos escenarios operativos caracterizados por los períodos hidrológicos lluvioso y de estiaje en las cuencas orientales.

#### **3.1 CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN DEL S.N.I. EN LOS PERÍODOS HIDROLÓGICOS LLUVIOSO Y ESTIAJE**

El período lluvioso comprendido entre los meses de Abril y Septiembre, se caracteriza principalmente por el despacho a máxima capacidad de la central hidroeléctrica Paute, la principal planta con embalse de regulación del país. En cambio el período de estiaje, comprendido entre los meses de Octubre y Marzo, está identificado por bajos caudales en las cuencas orientales. La operación de las centrales térmicas y la importación de energía desde Colombia y Perú son de gran importancia en el abastecimiento de energía eléctrica durante el período de estiaje.

### 3.1.1 CARACTERÍSTICAS DEL PERÍODO LLUVIOSO

Los niveles de voltaje en la barras se encuentran próximos a sus límites inferiores, esto se debe principalmente al alto porcentaje de componente hidroeléctrico en el despacho de potencia. El descenso en el nivel de voltaje se acentúa más por la ubicación geográfica de las centrales hidroeléctricas, lejos de los centros de carga, lo que incrementa las pérdidas de potencia y consecuentemente afectan a los perfiles de voltaje. En estas condiciones todas las centrales hidroeléctricas están operando a su máxima capacidad, excepto las centrales Pucará y Marcel Laniado de Wind.

La central hidroeléctrica Marcel Laniado de Wind posee 3 unidades de 71 MW, tiene una gran capacidad de producción de energía eléctrica, su operación está limitada en este período, a pesar de que su represa Daule Peripa presenta niveles altos en su cota. Esta limitación operativa se debe a que la construcción de la presa Daule Peripa se la realizó para cumplir los siguientes objetivos:

- La regulación de las aguas de los ríos Daule y Peripa y evitar inundaciones. El agua que se retenga en el embalse durante el invierno, especialmente en las crecientes de los ríos, impedirá la inundación en zonas agrícolas, en temporadas invernales.
- El riego, en el Valle bajo del río Daule, a ambas márgenes de 50.000 [Has] de superficie, entre las poblaciones de Colimes y Petrillo, en la provincia del Guayas, en donde la precipitación promedio anual se estima de 1.000 [mm], y en la Península de Santa Elena, mediante el trasvase, desde el río Daule a la Presa Chongón a través de la Cordillera Chongón, por bombeo en el primer tramo de la aducción, y luego por gravedad; para riego de 50.000 [Has] de superficie, en las zonas de Chongón, Playas, Azúcar-Chanduy, Río Verde y Javita, en donde la precipitación promedio anual varía entre 750 mm y 50 mm.

Las centrales hidroeléctricas de pasada operan a su máxima capacidad durante todo el día, de manera que se aproveche el recurso hídrico para la generación de energía.

La característica de operación de la Central Hidroeléctrica Pucará es similar a la de la central Marcel Laniado de Wind, pero sus objetivos no son los mismos. Durante este período la central llena su reservorio para afrontar el periodo de estiaje, de modo que opera en determinadas horas del día, dependiendo de los requerimientos del sistema. Posee una represa de duración estacional, al finalizar el período de estiaje su presa está en su cota mínima de modo que durante el periodo lluvioso su principal objetivo es llenarlo nuevamente para afrontar el próximo período de estiaje. Posee dos unidades, su potencia nominal es de 70 MW y es la primera central hidroeléctrica del país.

### **3.1.2 CARACTERÍSTICAS PERÍODO DE ESTIAJE**

Los niveles de voltaje en la mayoría de las barras del S.N.I. se encuentran muy cercanos e incluso superan la unidad, esto se debe a que la generación térmica representa un alto componente de la generación eléctrica del país, la entrada en operación se da en mayor porcentaje en las horas pico. Las centrales térmicas se encuentran próximas a los centros de carga, lo que ayuda a mejorar los perfiles de voltaje y las pérdidas del sistema.

La Central Paute opera de forma restringida, en horas de demanda máxima opera a su mínima potencia, los caudales del rio Paute disminuyen drásticamente y el soporte de generación al Sistema Eléctrico Ecuatoriano la dan las centrales térmicas. De modo que el costo marginal de energía estará impuesto por la operación de estas centrales.

Las centrales de pasada como Agoyán y San Francisco salen de operación a ciertas horas del día, u operan a mínima potencia.

Las centrales de embalse Marcel Laniado de Wind y Pucará operan con cuotas de energía controladas, a fin de mantener las cotas del embalse en niveles adecuados. De modo similar que se realiza con la central Paute, el soporte de energía es regulado mediante generación térmica.

### **3.2 RESULTADOS PRELIMINARES**

Para la simulación se consideró el crecimiento de carga para el año 2011, de modo que se tienen las siguientes demandas:

- Demanda Máxima,
- Demanda Media,
- Demanda Mínima,

Una vez consideradas estas demandas pico, se procedió a ingresar los datos en el paquete computacional Power Factory de DigSilent, cabe señalar que los datos de crecimiento corresponden a la potencia activa, para realizar una buena aproximación se considero el mismo comportamiento del factor de potencia para cada escenario planteado del año 2010.

En el Anexo 4 y 5 se tabula la demanda en barras del S.N.I., para el año 2010 y 2011, en valores de potencia activa y reactiva. Los casos de estudio para el año 2011 son similares a los analizados en el capítulo anterior, ya que se considero un comportamiento similar en el factor de potencia para este año.

En el año 2011 se considera la entrada en operación de:

- Una unidad de generación de la Central Hidroeléctrica Mazar,
- El funcionamiento de la S/E Sinincay (230/69 kV), que enlaza el anillo de 230 kV de forma directa con la S/E Cuenca,
- La construcción de la S/E Zhoray.

Con el nuevo equipamiento considerado en la simulación para el año 2011 se procede a simular el comportamiento del S.N.I. ante este crecimiento de carga, los meses considerados para el análisis son los siguientes:

- Febrero (estiaje)
- Mayo (periodo de transición hidrológica)
- Julio (lluvioso)
- Septiembre (lluvioso)

Estos meses comprenden las distintas épocas hidrológicas del país, una vez simulados los escenarios mencionados anteriormente se obtienen los siguientes problemas:

### **3.2.1 DEBILIDAD DE VOLTAJE EN BARRAS**

Las zonas donde se encuentran barras con magnitudes de voltaje inferiores a las establecidas por la normativa del CONELEC son las siguientes:

#### **ZONA QUEVEDO-MANABI**

- Portoviejo 69
- Manta 69
- Chone 69

#### **ZONA MILAGRO MACHALA**

- Machala 69
- Babahoyo 69
- Milagro 69

#### **ZONA CUENCA LOJA**

- CUENCA 69

## ZONA PASCUALES

- Pascuales 138

## ZONA SAN FRANCISCO

- Francisco de Orellana 69
- Francisco de Orellana 138
- Payamino y Jivino 69

### **3.2.2 EXCESO DE REACTIVOS**

Durante la época de estiaje principalmente, se tiene un exceso de reactivos en la zona de Pascuales, las fuentes de reactivos de esta zona son las Centrales Térmicas de:

- Álvaro Tinajero
- Aníbal Santos
- Gonzalo Zevallos
- Electroquil
- Termo Guayas
- Flujo de reactivos provenientes del anillo de 230 kV

Para todos los escenarios de demanda y durante todos los meses simulados se tienen voltajes por encima de la normativa (1.03 p.u. límite superior).

### **3.3 METODOLOGÍA**

La metodología a utilizarse es identificar las barras donde existen problemas de voltaje, mediante la corrida de flujos de potencia para los diferentes escenarios, como los de demanda mínima, media y máxima. Una vez determinadas las barras donde se tengan violaciones de la banda de voltaje, en ambos límites, se procede a identificar las principales fuentes de reactivos asociados a dichas zonas.

Las zonas donde se tienen problemas de debilidad de voltaje se detallan a continuación, además de que se propone un plan de manejo de reactivos asociado a las fuentes de reactivos que posee cada zona:

#### ZONA QUEVEDO-MANABI

- Generadores de la Central Marcel Laniado (cuidado con las zonas seguras de operación)
- Transformadores de la Central Marcel Laniado (reubicación de los taps, cuidado con las zonas de operación segura de la central)
- Capacitores en las barras de Portoviejo 69 y Manta 69

#### ZONA MILAGRO MACHALA

- Capacitor en la barra de Milagro 230
- Generadores de la central Machala Power (cuidado con las zonas seguras de operación)
- Manejo de los transformadores de la central Machala Power
- Capacitores en los transformadores de Machala

#### ZONA CUENCA LOJA

- Manejo del transformador de potencia (reubicación de los taps)
- Capacitor en la barra de Loja 69

#### ZONA PASCUALES

- Manejo de los taps de los transformadores de las barras de salitral y pascuales
- Operación dentro de las zonas seguras de las centrales:
  - Aníbal Santos
  - Álvaro Tinajero
  - Gonzalo Zevallos
  - Electroquil U1-U4

El manejo adecuado ayudara a reforzar la red de 230 con objeto de redistribuir el flujo de reactivos hacia las zonas con debilidad de voltaje.

## ZONA SAN FRANCISCO

- Manejo de los transformadores de potencia asociados a las barras en problema.
- Manejo de los transformadores de las centrales San Francisco y Agoyan.
- Operación de los generadores de las centrales antes mencionadas.

### 3.4 SINTONIZACIÓN DE TAPS FIJOS

Una vez simulados todos los escenarios posibles del S.N.I. para el 2011 se proponen los siguientes cambios en las posiciones de los taps fijos, de los transformadores identificados en el capítulo anterior.

#### 3.4.1 ZONA PASCUALES

Reposición de los taps fijos de los transformadores ATQ SALITRAL y ATR SALITRAL ubicados en el lado de alto voltaje, por lo que el control de voltaje se lo realiza de manera inversa, es decir si se desea subir el voltaje en el secundario del transformador tridevanado se procede a disminuir la posición del tap en cuestión.

**Tabla 3.1 Posición de los taps fijos transformadores ATQ y ATR Salitral**

TRANSFORMADOR	Posiciones Taps Fijos				
	Nom	Min	Max	Actual	Propuesto
ATQ SALITRAL	3	1	5	2	3
ATR SALITRAL	3	1	5	2	3

El objetivo principal de esta reposición es disminuir el flujo de reactivos provenientes de la zona de 230 kV, y de esa forma aprovechar al máximo la producción de reactivos de las unidades de generación. Un efecto adicional al nuevo posicionamiento se produce en el lado de 138 kV de los transformadores de Salitral, en donde el nivel de voltaje de esta barra mejora ostensiblemente de forma que su valor se encuentra próximo a la unidad.



El efecto más apreciable de esta nueva posición se da en la Zona Quevedo-Manabí, ya que se produce un redireccionamiento del flujo de reactivos en la Red de 230 kV, por lo que existe un incremento del flujo potencia reactiva que entra a esta zona y consecuentemente se mejoran los perfiles de voltaje.

#### **3.4.1.1 Análisis**

Antes de la reposición se presenta un exceso de reactivos en la zona de pascuales, el efecto se puede apreciar con mayor fuerza en la barra de salitral 69kV, donde se tiene un voltaje por encima del límite (1.03 p.u.).

El reposicionamiento del tap fijo ubicado en el lado de alto voltaje permitirá disminuir el flujo de reactivos hacia esta barra, de manera que los reactivos provenientes de las unidades de generación de las Centrales Álvaro Tinajero, Aníbal Santos, Gonzalo Zevallos y Electroquil serán aprovechados al máximo para mantener un nivel de voltaje adecuado en las barras de la Zona de Pascuales.

El análisis se centrará en la disminución del flujo de reactivos proveniente del anillo de 230 kV, el flujo de potencia es transportado por la Línea de doble circuito Pascuales-Salitral a 138 kV, posteriormente se tabulará esta reducción.

Los resultados se muestran a continuación, en los diagramas unifilares se detallan los siguientes datos:

- Flujos de Potencia en las Líneas de Transmisión y Transformadores
  - a) Potencia Activa P, expresada en [MW]
  - b) Potencia Reactiva Q, expresada en [MVA<sub>r</sub>]
  - c) Cargabilidad de la línea de transmisión o transformador
- Voltajes en las Barras
  - a) Voltaje en la Barra, expresada en [kV]
  - b) Voltaje en la Barra, expresada en [p.u.]
  - c) Ángulo del fasor voltaje

DEMANDA MINIMA

• FEBRERO (ESTIAJE)

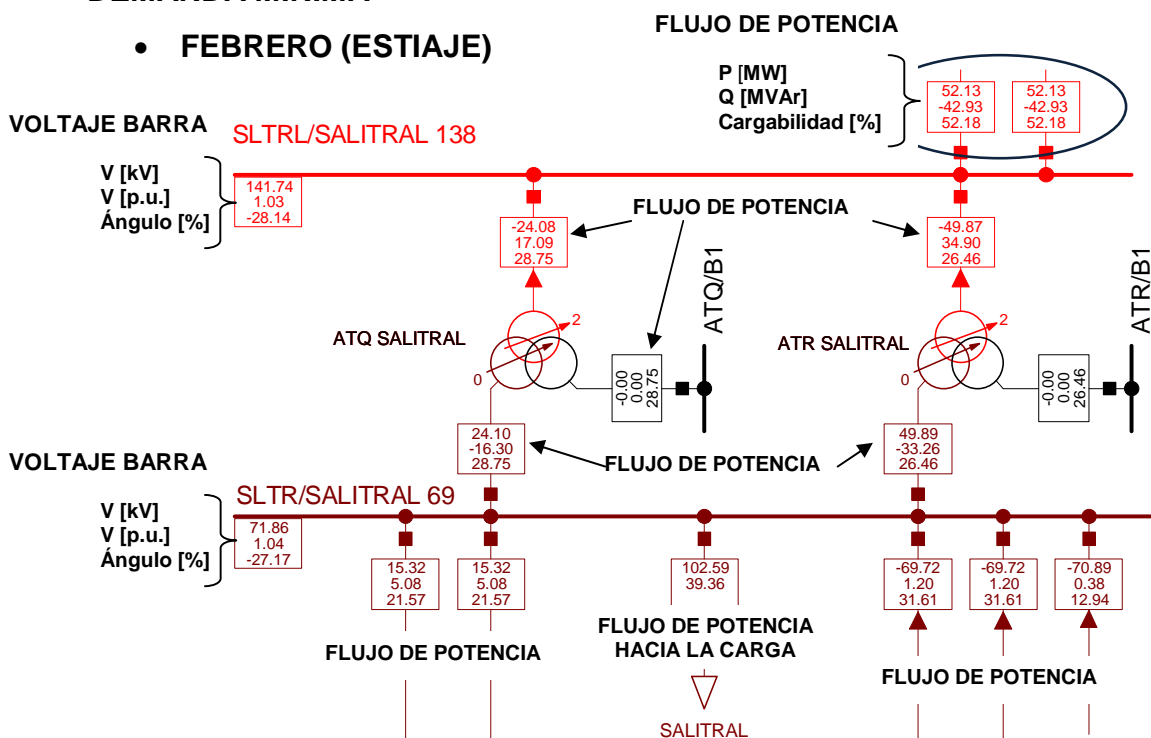


Figura 3.1 Flujo de reactivos, febrero, demanda mínima sin reposición

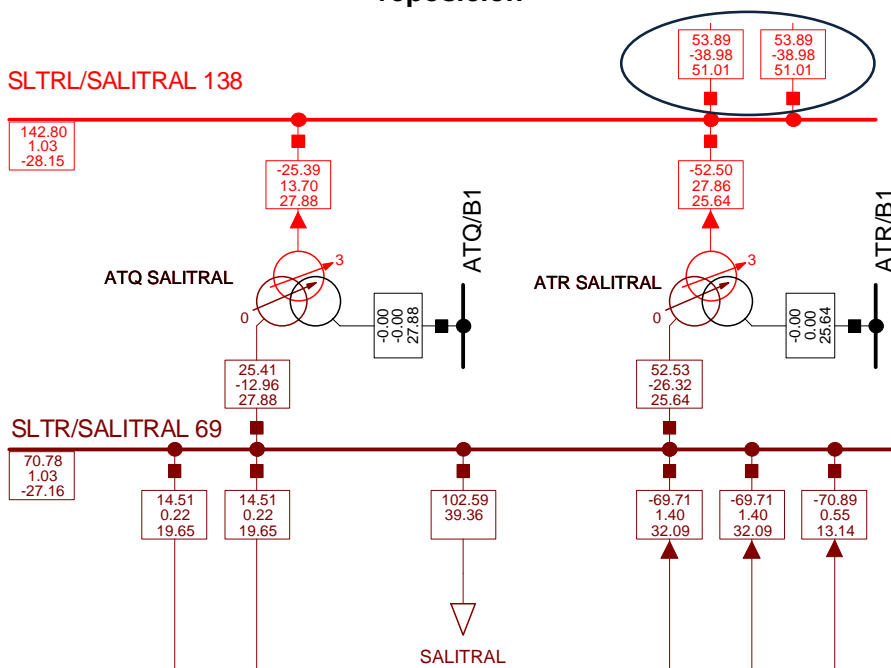


Figura 3.2 Flujo de reactivos, febrero, demanda mínima con reposición

• MAYO (TRANSICIÓN HIDROLÓGICA)

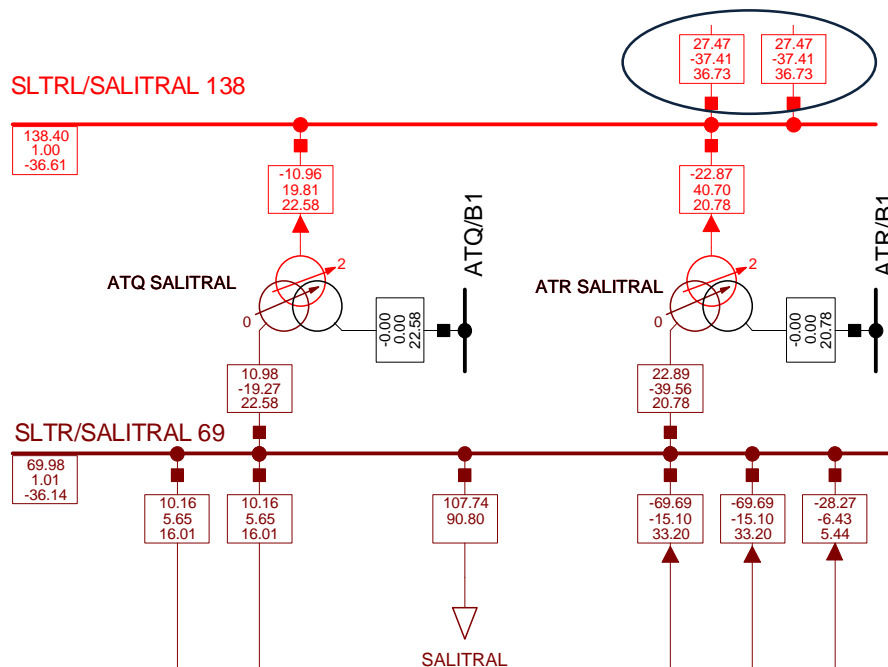


Figura 3.3 Flujo de reactivos, mayo, demanda mínima sin reposición

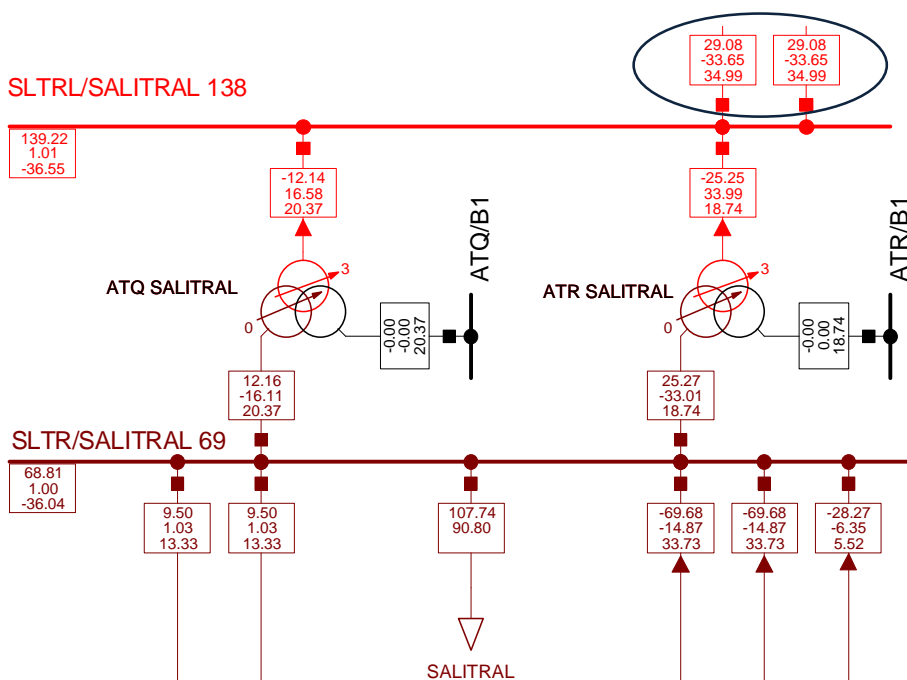


Figura 3.4 Flujo de reactivos, mayo, demanda mínima con reposición

• JULIO (LLUVIOSO)

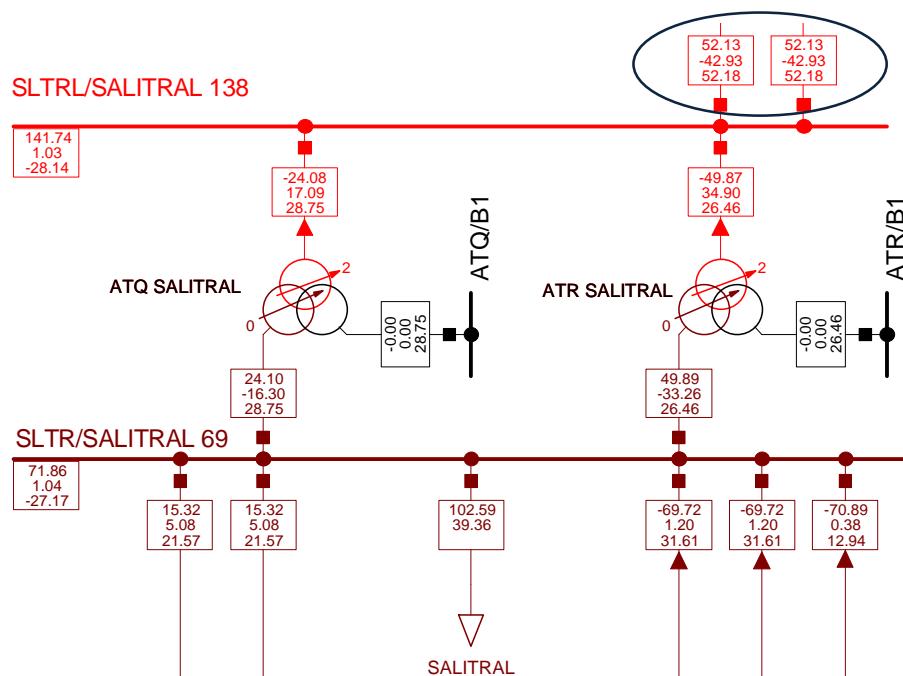


Figura 3.5 Flujo de reactivos, julio, demanda mínima sin reposición

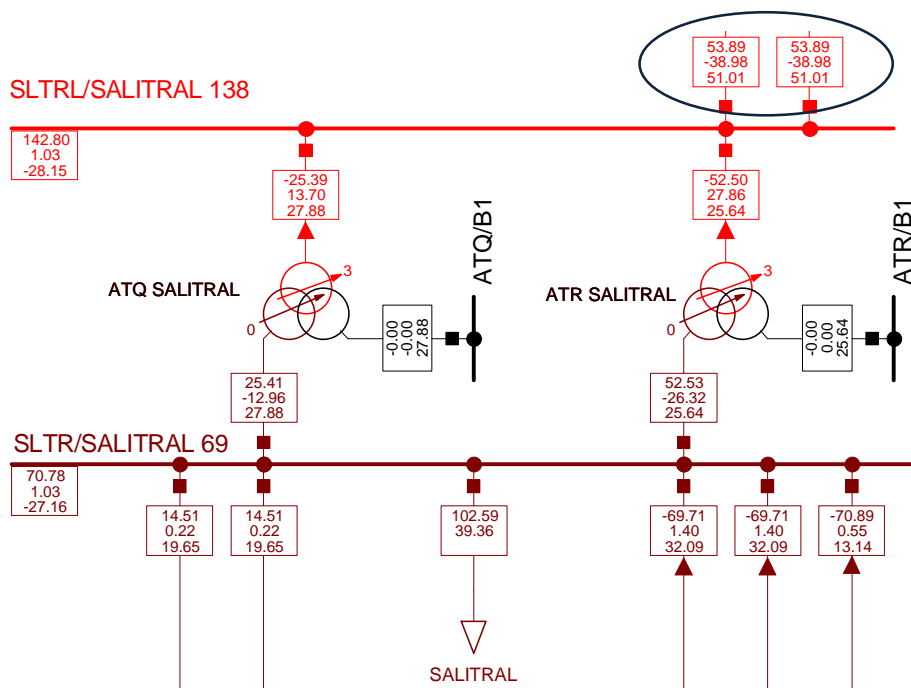


Figura 3.6 Flujo de reactivos, julio, demanda mínima con reposición

• SEPTIEMBRE (LLUVIOSO)

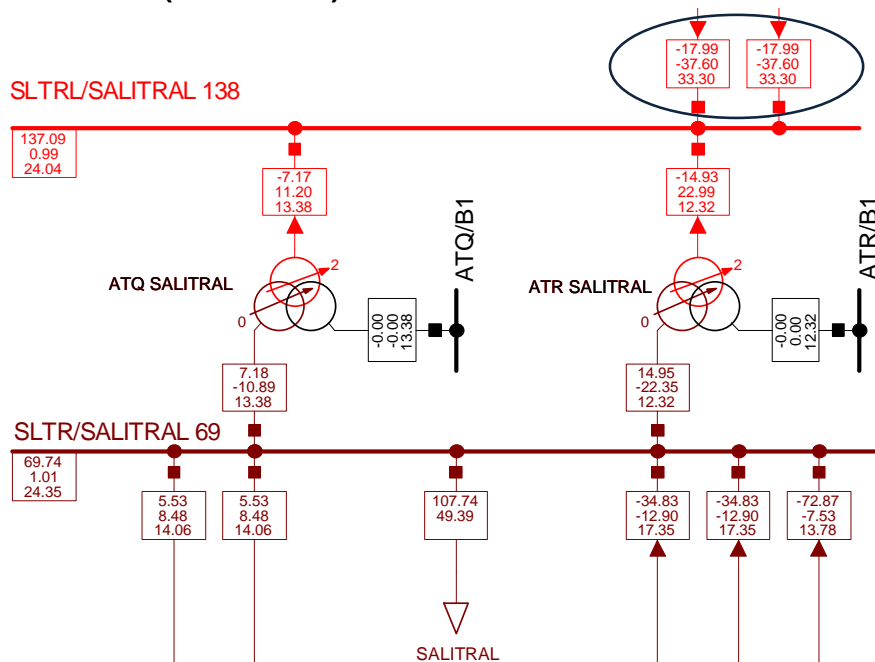


Figura 3.7 Flujo de reactivos, septiembre, demanda mínima sin reposición

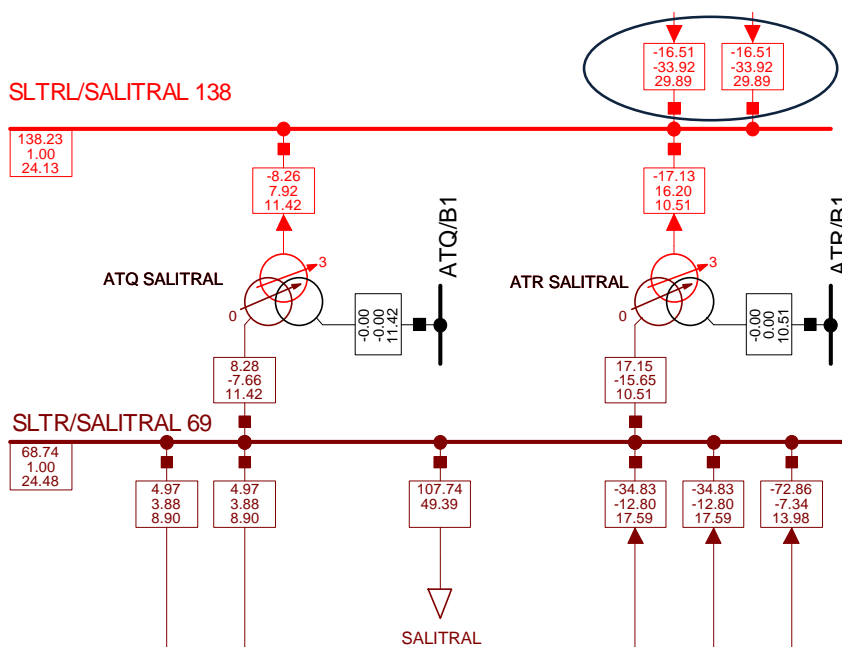


Figura 3.8 Flujo de reactivos, septiembre, demanda mínima con reposición

DEMANDA MEDIA

• FEBRERO (ESTIAJE)

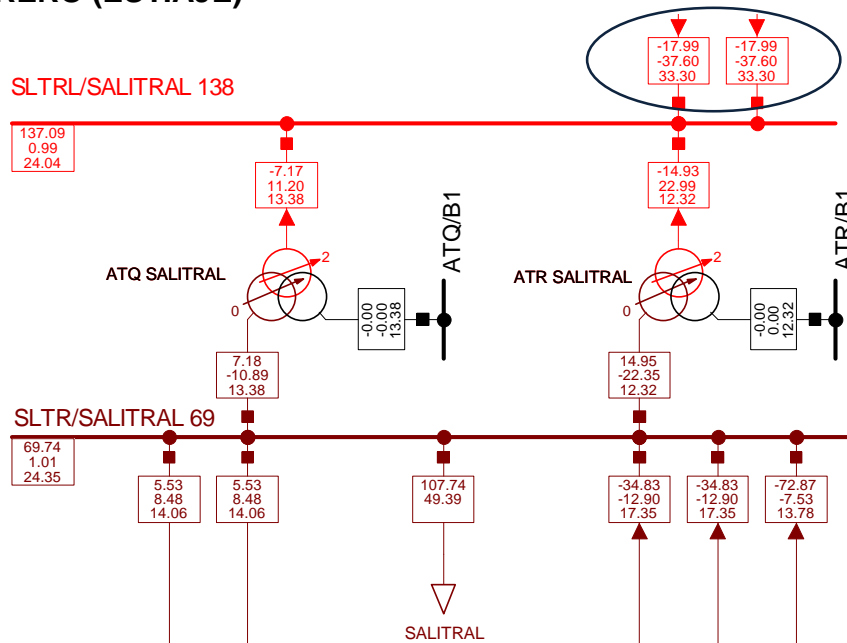


Figura 3.9 Flujo de reactivos, febrero, demanda media sin reposición

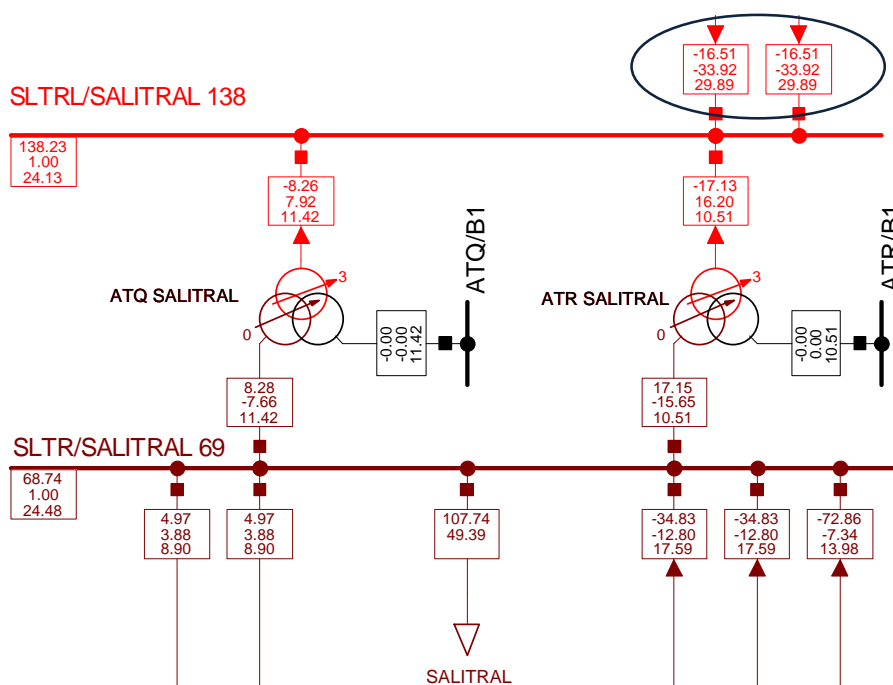


Figura 3.10 Flujo de reactivos, febrero, demanda media con reposición

• MAYO (TRANSICIÓN HIDROLÓGICA)

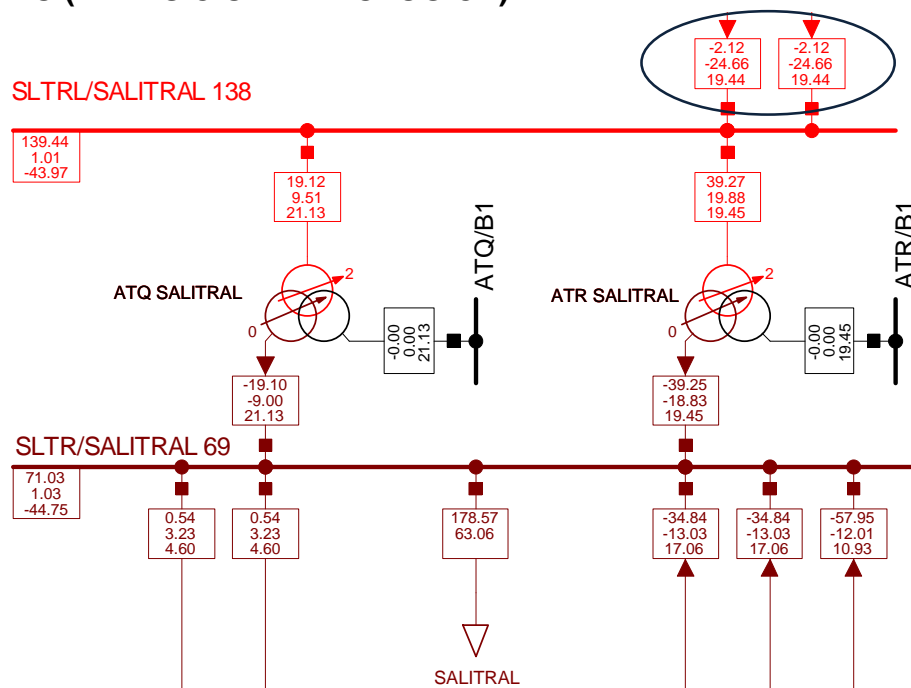


Figura 3.11 Flujo de reactivos, mayo, demanda media sin reposición

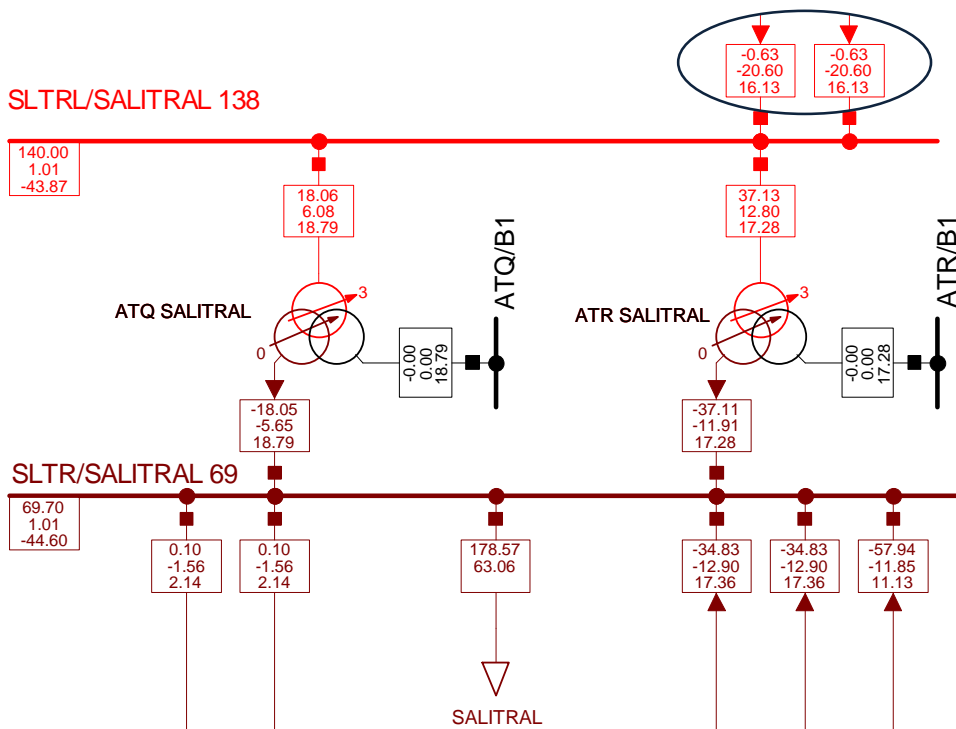


Figura 3.12 Flujo de reactivos, mayo, demanda media con reposición





• SEPTIEMBRE (LLUVIOSO)

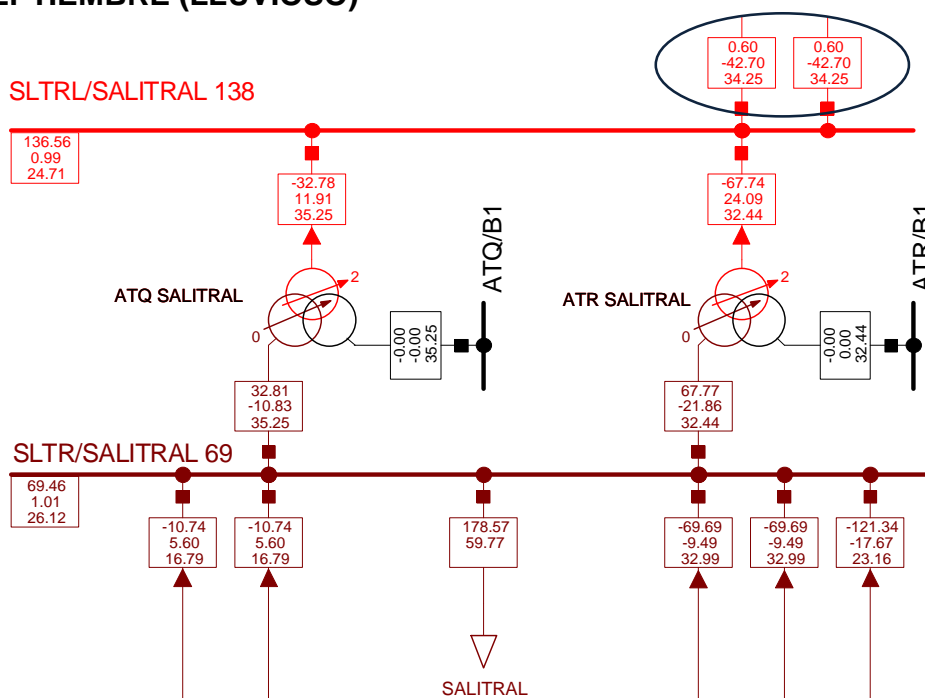


Figura 3.15 Flujo de reactivos, septiembre, demanda media sin reposición

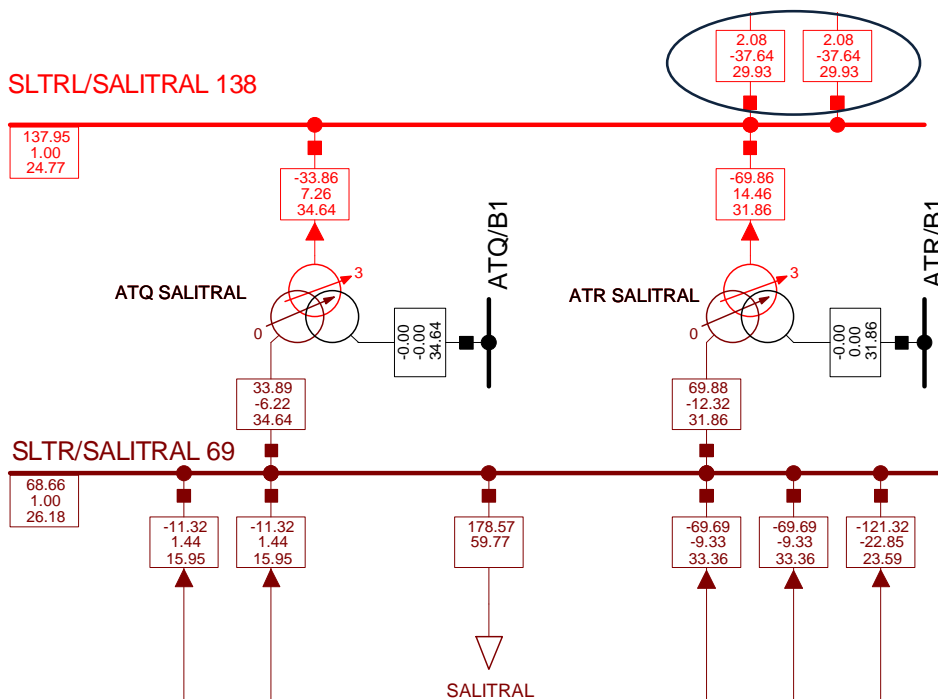
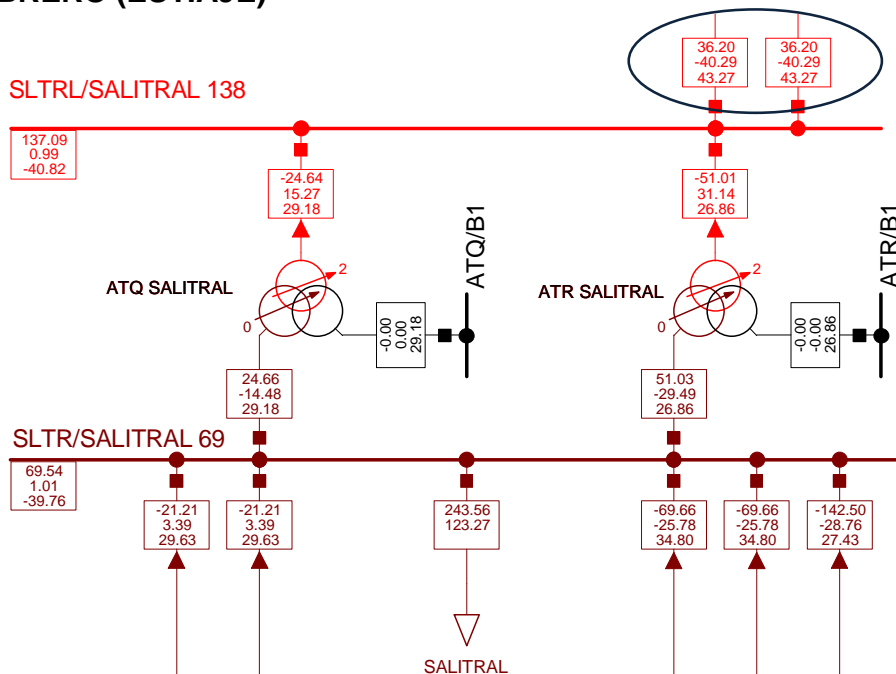


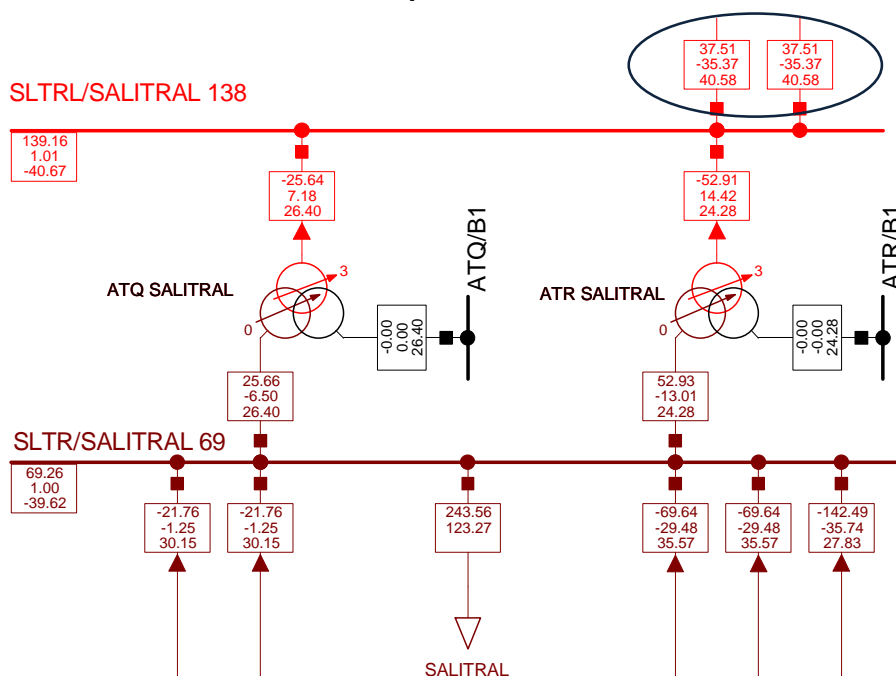
Figura 3.16 Flujo de reactivos, septiembre, demanda media con reposición

**DEMANDA MAXIMA**

**• FEBRERO (ESTIAJE)**



**Figura 3.17 Flujo de reactivos, febrero, demanda máxima sin reposición**



**Figura 3.18 Flujo de reactivos, febrero, demanda máxima con reposición**

• MAYO (TRANSICIÓN HIDROLÓGICA)

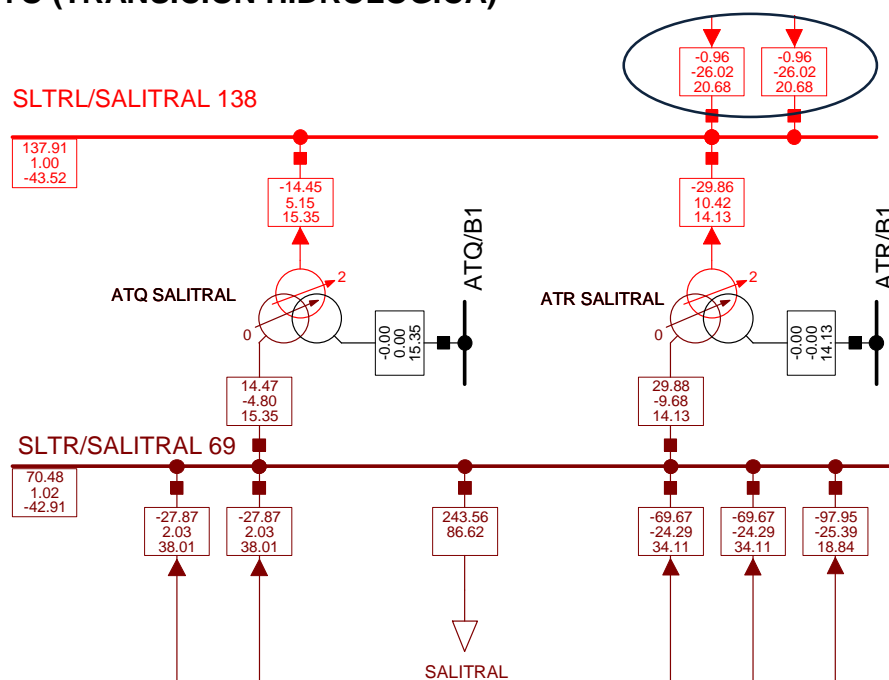


Figura 3.19 Flujo de reactivos, mayo, demanda máxima sin reposición

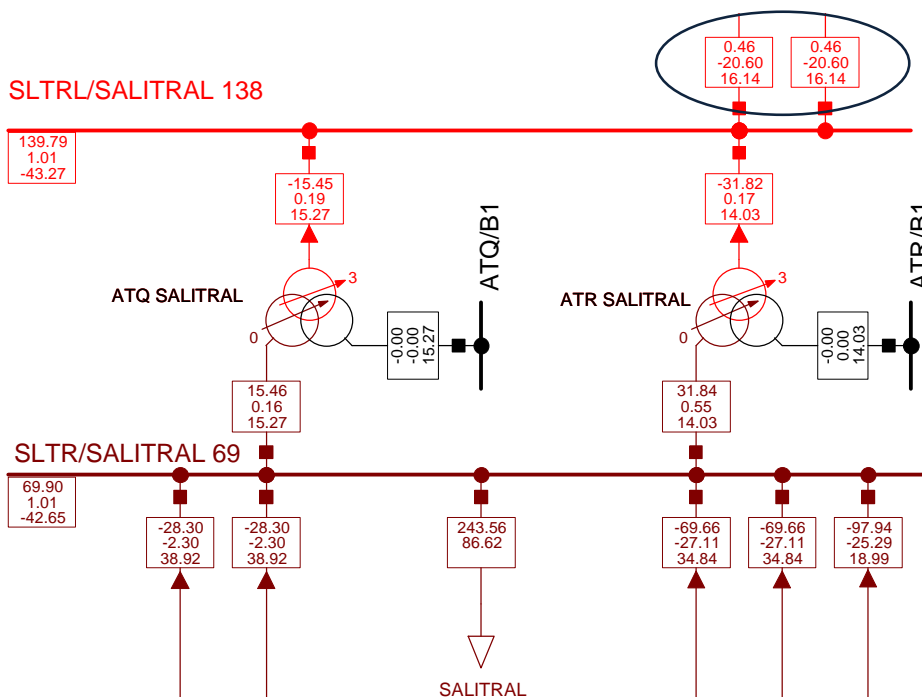


Figura 3.20 Flujo de reactivos, mayo, demanda máxima con reposición

• JULIO (LLUVIOSO)

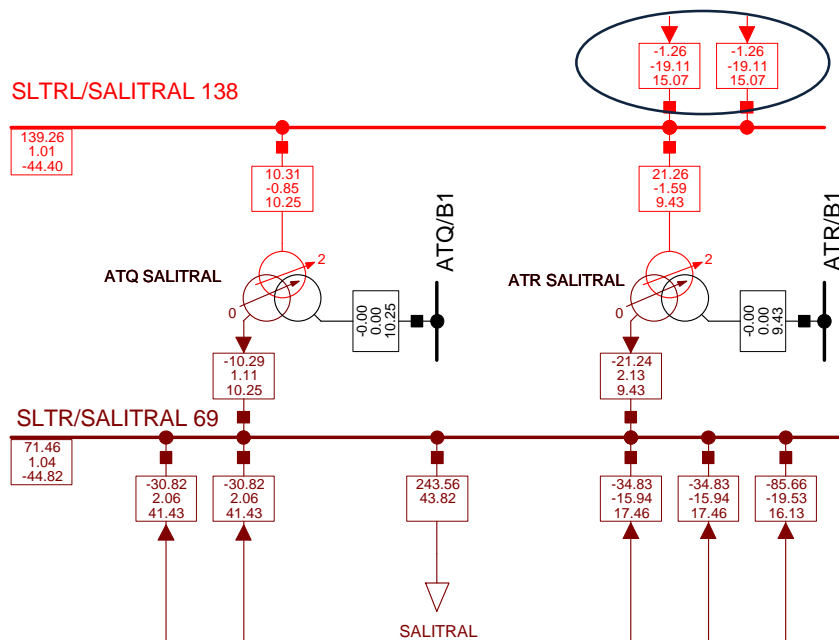


Figura 3.21 Flujo de reactivos, julio, demanda máxima sin reposición

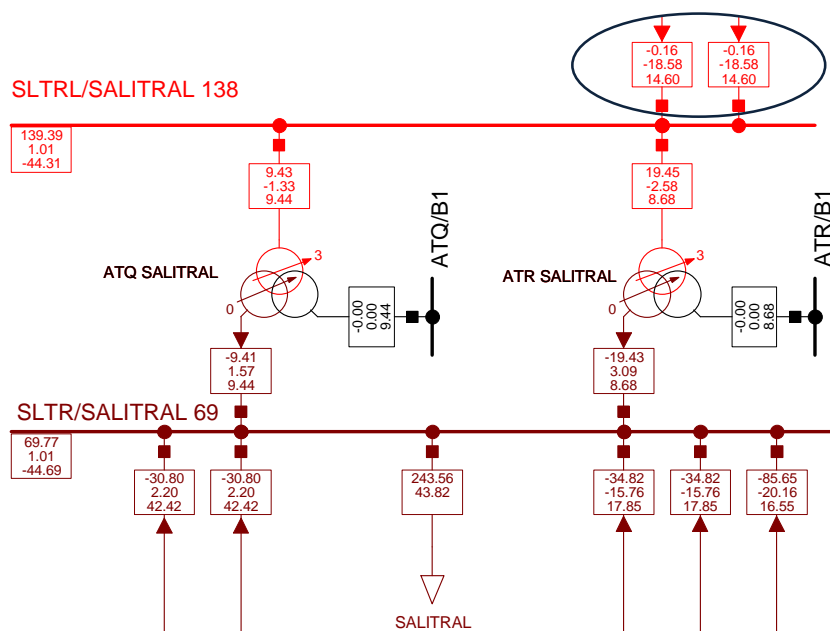


Figura 3.22 Flujo de reactivos, julio, demanda máxima con reposición

• SEPTIEMBRE (LLUVIOSO)

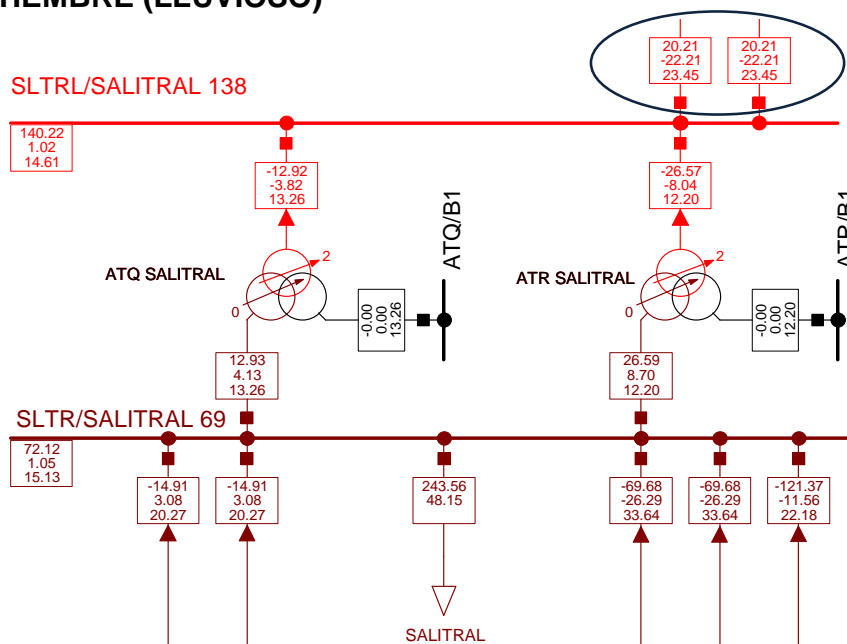


Figura 3.23 Flujo de reactivos, septiembre, demanda máxima sin reposición

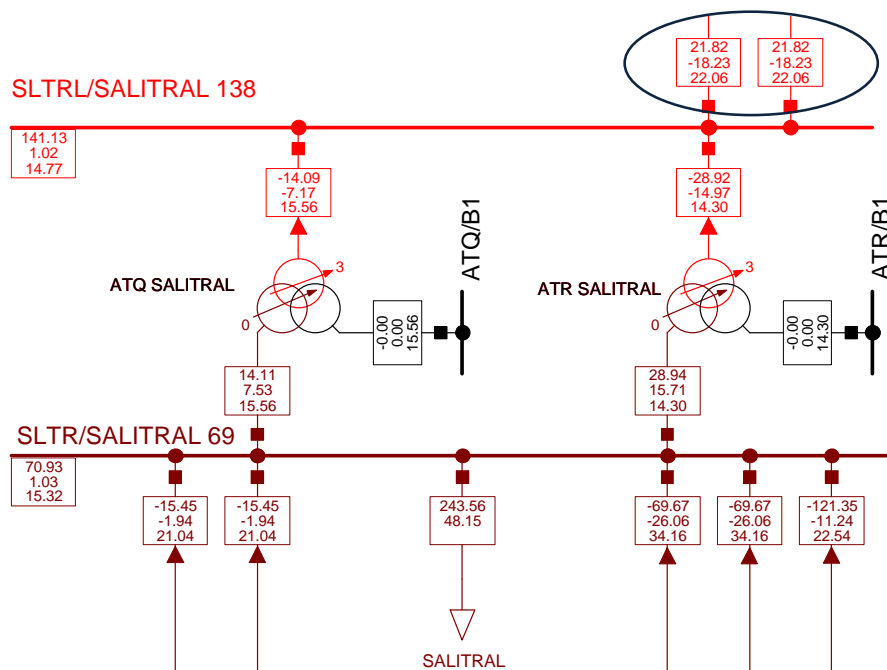
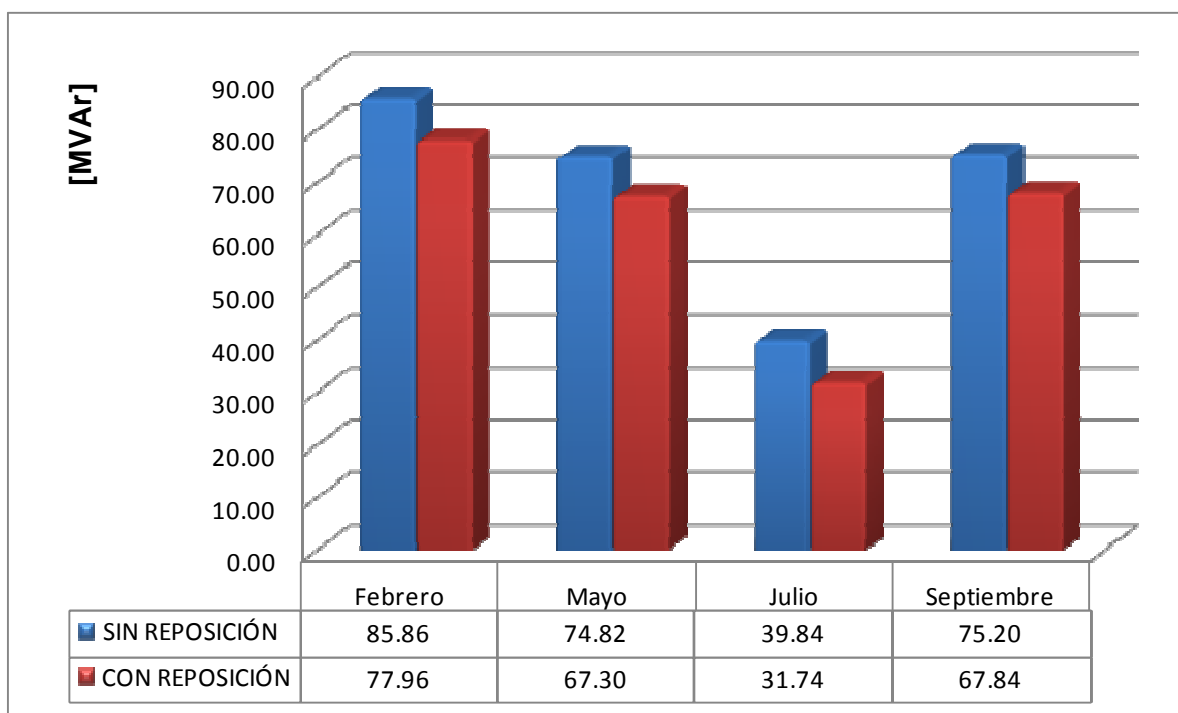


Figura 3.24 Flujo de reactivos, septiembre, demanda máxima con reposición

Con la propuesta realizada se produce una importante reducción del flujo de reactivos provenientes del anillo de 230 kV transportados por la línea de doble circuito Pascuales-Salitral a 138 kV hacia la zona de Pascuales. A continuación se tabula la reducción de este flujo de reactivos para los diferentes escenarios de demanda simulados en los distintos meses analizados:

**Tabla 3.2 Reducción del Flujo de Reactivos, demanda mínima**

		SIN REPOSICIÓN		CON REPOSICIÓN		
DEMANDA	MES	Línea 1	Línea 2	Línea 1	Línea 2	Reducción
		[MVar]	[MVar]	[MVar]	[MVar]	[%]
Mínima	Febrero	42.93	42.93	38.98	38.98	9.20
	Mayo	37.41	37.41	33.65	33.65	10.05
	Julio	19.92	19.92	15.87	15.87	20.33
	Septiembre	37.60	37.60	33.92	33.92	9.79



**Figura 3.25 Reducción del Flujo de Reactivos hacia la S/E Salitral, Demanda Mínima**

Tabla 3.3 Reducción del Flujo de Reactivos, demanda media

		SIN REPOSICIÓN		CON REPOSICIÓN		
DEMANDA	MES	Línea 1	Línea 2	Línea 1	Línea 2	Reducción
		[MVar]	[MVar]	[MVar]	[MVar]	[%]
Media	Febrero	37.60	37.60	33.92	33.92	9.79
	Mayo	24.66	24.66	20.60	20.60	16.46
	Julio	25.13	25.13	21.04	21.04	16.28
	Septiembre	42.70	42.70	37.64	37.64	11.85

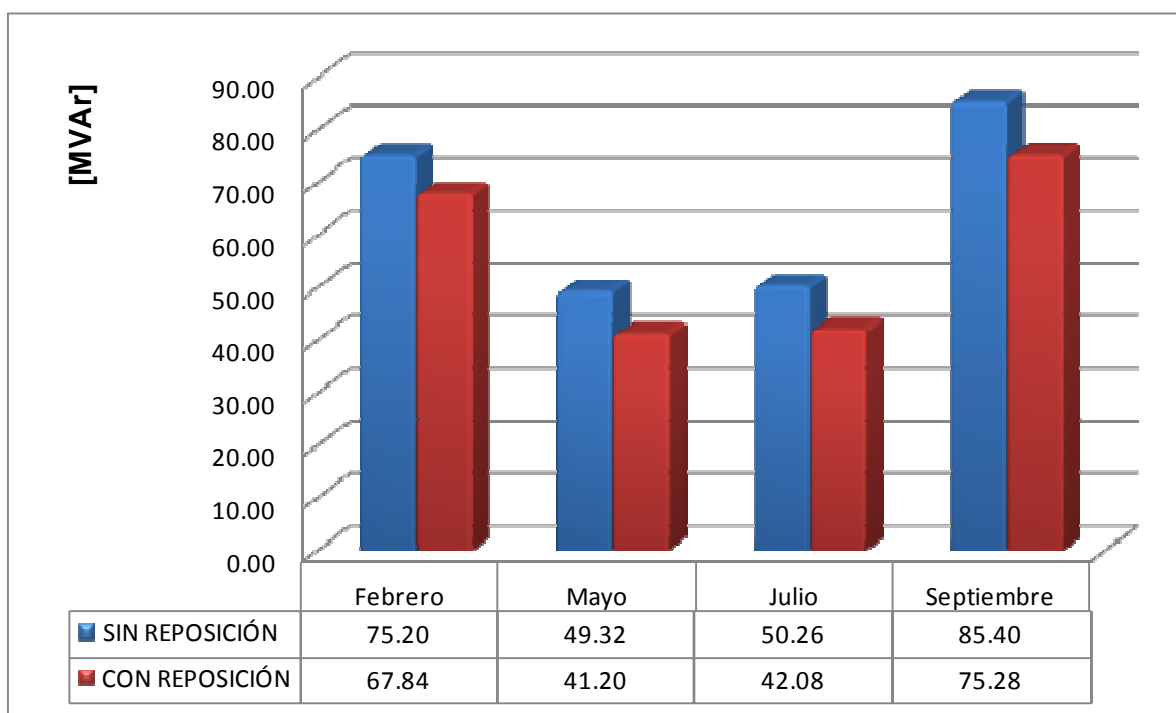
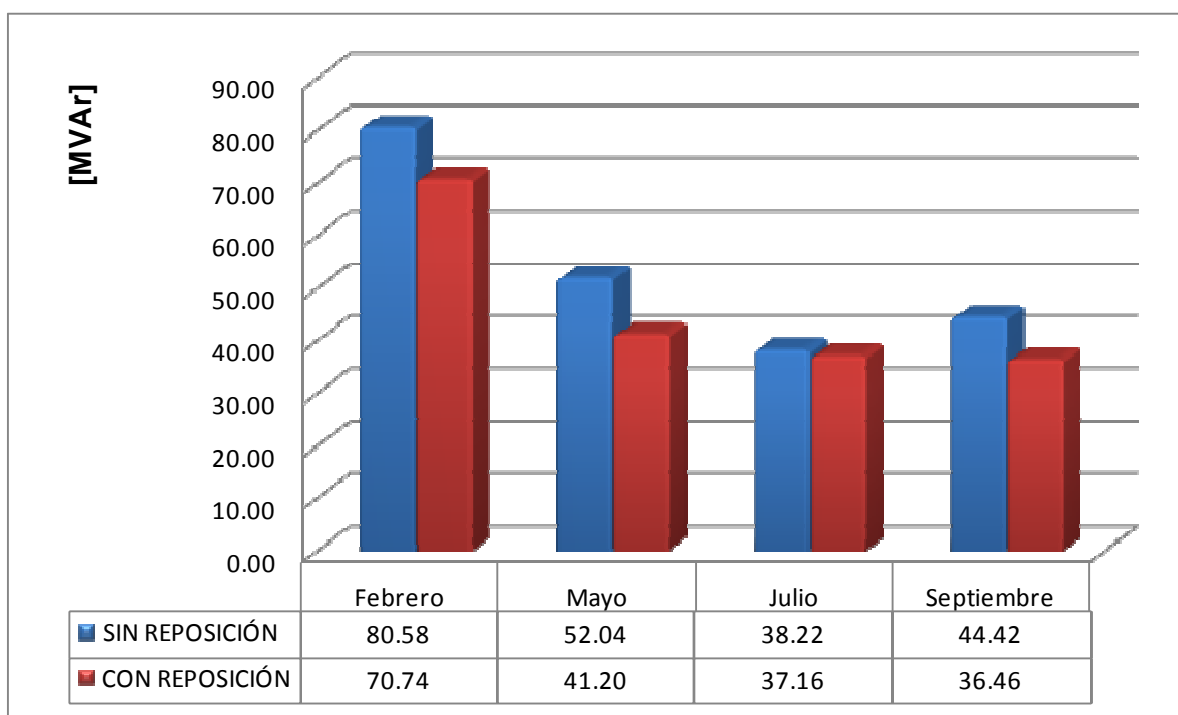


Figura 3.26 Reducción del Flujo de Reactivos hacia la S/E Salitral, Demanda Media

**Tabla 3.4 Reducción del Flujo de Reactivos, demanda máxima**

DEMANDA	MES	SIN REPOSICIÓN		CON REPOSICIÓN		Reducción [%]
		Línea 1	Línea 2	Línea 1	Línea 2	
		[MVar]	[MVar]	[MVar]	[MVar]	
Máxima	Febrero	40.29	40.29	35.37	35.37	12.21
	Mayo	26.02	26.02	20.60	20.60	20.83
	Julio	19.11	19.11	18.58	18.58	2.77
	Septiembre	22.21	22.21	18.23	18.23	17.92



**Figura 3.27 Reducción del Flujo de Reactivos hacia la S/E Salitral, Demanda Máxima**

### 3.4.2 ZONA QUEVEDO-MANABI

El reposicionamiento de los taps fijos de los transformadores ATQ y ATR de Salitral permite el incremento del flujo de reactivos hacia la zona de Quevedo-Manabí. Antes de la construcción de la Línea Quevedo-San Gregorio a 230 kV se tenían problemas



serios en ésta zona, los voltajes se encontraban por debajo del límite inferior de la banda establecida por el CONELEC, esto es, 0.97 para las barras de 69 kV. Luego de la construcción de esta línea se logro aminorar este problema, ya que la línea de 230 kV y la línea San Gregorio-Manta a 138 kV son una fuente adicional de reactivos para esta zona. De modo que ahora se tienen perfiles de voltajes más aceptables.

#### **3.4.2.1 Análisis**

La reposición propuesta anteriormente influye directamente sobre ésta zona, la reducción en el flujo de reactivos hacia la zona de Pascuales tiene un efecto directo sobre el anillo de 230 kV, en el anillo se ocasiona un redireccionamiento del flujo de reactivos hacia las Zonas de Quevedo-Manabí y Milagro-Machala.

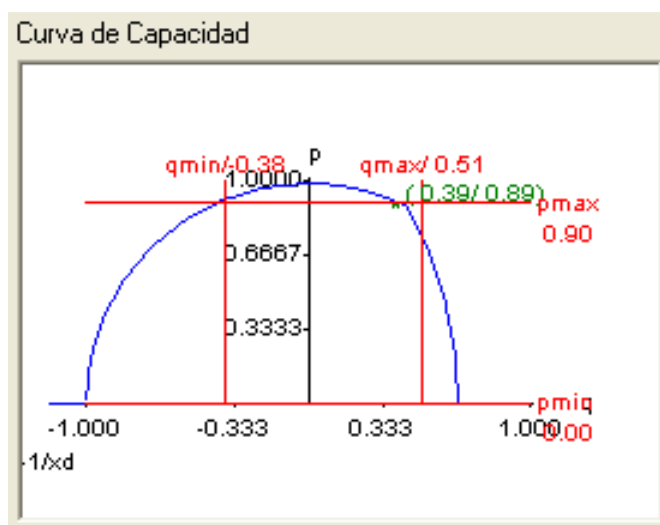
No se puede realizar reubicación de los taps, ubicados en el lado de alto voltaje, de la central Marcel Laniado, ya que se encuentran en su posición máxima, y el control de voltaje se realiza de manera directa. La opción más adecuada es operar los generadores dentro de su zona segura y aprovechar al máximo la producción de reactivos capacitivos de dichas máquinas sincrónicas, en las horas de demanda máxima.

El reposicionamiento propuesto en los transformadores de Salitral provoca que las unidades de generación de la Central Marcel Laniado de Wind reduzca la producción de reactivos en algunos escenarios de demanda, mientras que para el resto de escenarios simulados la producción de reactivos se mantiene.

Para el mes de Septiembre la Central se encuentra fuera de servicio, ya que en esta época del año su función principal es la de control de inundaciones, por lo que la represa se encuentra a su cota máxima.

### 3.4.2.2 Zona Segura de la Central Marcel Laniado de Wind

Estas unidades de generación no presentan grandes limitaciones, al ser una central hidráulica los límites por voltajes de servicios auxiliares tienen muy poca influencia en las zonas seguras de operación. El límite por voltajes máximos de servicios auxiliares está más a la derecha del punto de operación nominal, por lo que la máquina puede trabajar sin problemas en este punto, la carta de operación de esta central es muy flexible ya que permite la operación en condiciones de subexcitación, cabe señalar que el paquete computacional Power Factory de DigSilent no incorpora la restricción por Margen de Estabilidad, la cual se la obtiene en la zona de subexcitación. Al operar estas máquinas en todo el año en la región de sobreexcitación, esta última restricción no tiene gran peso en la simulación.



**Figura 3.28 Carta de Operación de una unidad de la Central Marcel Laniado**

La operación en sí de estas unidades de generación es adecuada, adicionalmente debe mencionarse que en las horas de demanda máxima su punto de operación se aproxima al nominal explotando al máximo su capacidad de diseño. Los límites de potencia reactiva de éste generador en sus bases propias son los siguientes:

- Mínimo: -30 [MVar], -0.3797468 [pu]
- Máximo: 40 [MVar], 0.5063291 [pu]

Como se puede apreciar en la gráfica se tiene una gran versatilidad en la operación de estas unidades de generación, pueden trabajar subexcitadas sin ningún problema, a pesar de que esto nunca sucede, su operación diaria y horaria se encuentra siempre en la zona de sobreexcitación.

### 3.4.2.3 Resultados

A continuación se tabulan los voltajes en las barras de 69 kV de la Zona de Quevedo-Manabí, que es la manera más adecuada de analizar el efecto de la reposición propuesta:

**Tabla 3.5 Voltajes en la Zona de Quevedo-Manabí, Portoviejo 2, 69 kV**

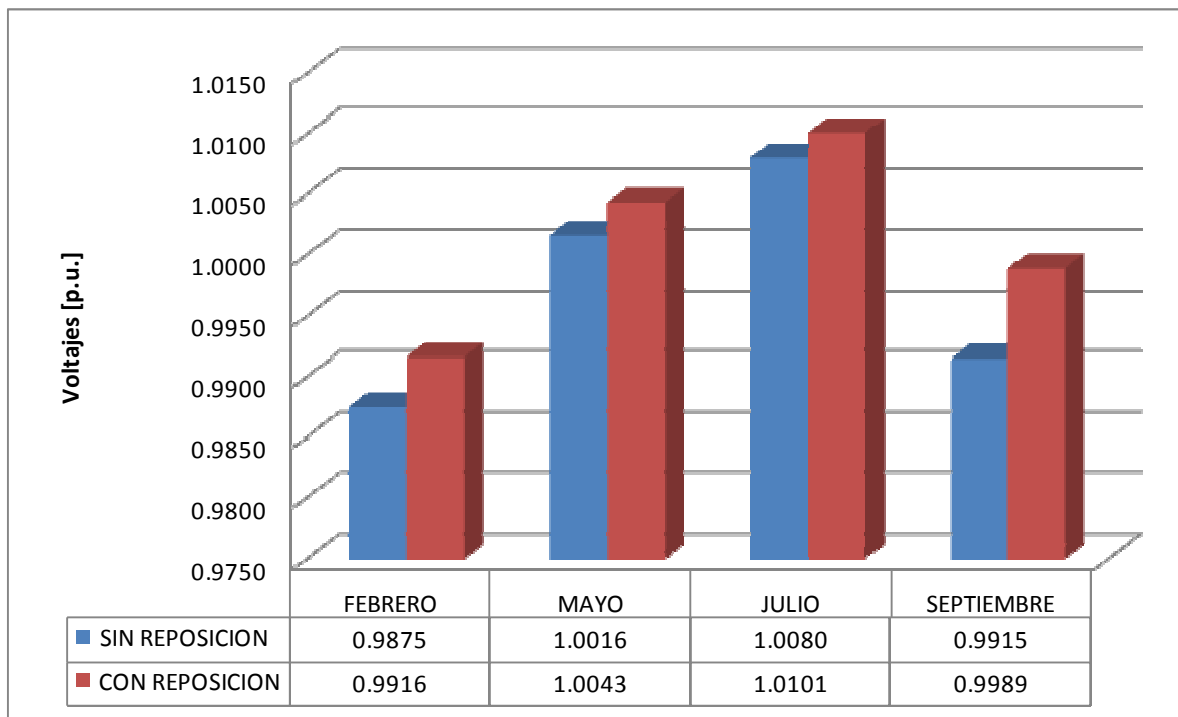
		SIN REPOSICIÓN	CON REPOSICIÓN
MES	DEMADA	[p.u.]	[p.u.]
Febrero	Mínima	0.9909	0.9948
	Media	0.9970	1.0005
	Máxima	1.0136	1.0177
Mayo	Mínima	1.0049	1.0075
	Media	1.0143	1.0170
	Máxima	0.9733	0.9822
Julio	Mínima	1.0220	1.0016
	Media	0.9839	0.9872
	Máxima	1.0184	1.0270
Septiembre	Mínima	0.9813	0.9886
	Media	0.9715	0.9753
	Máxima	0.9961	1.0018

**Tabla 3.6 Voltajes en la Zona de Quevedo-Manabí, Manta, 69 kV**

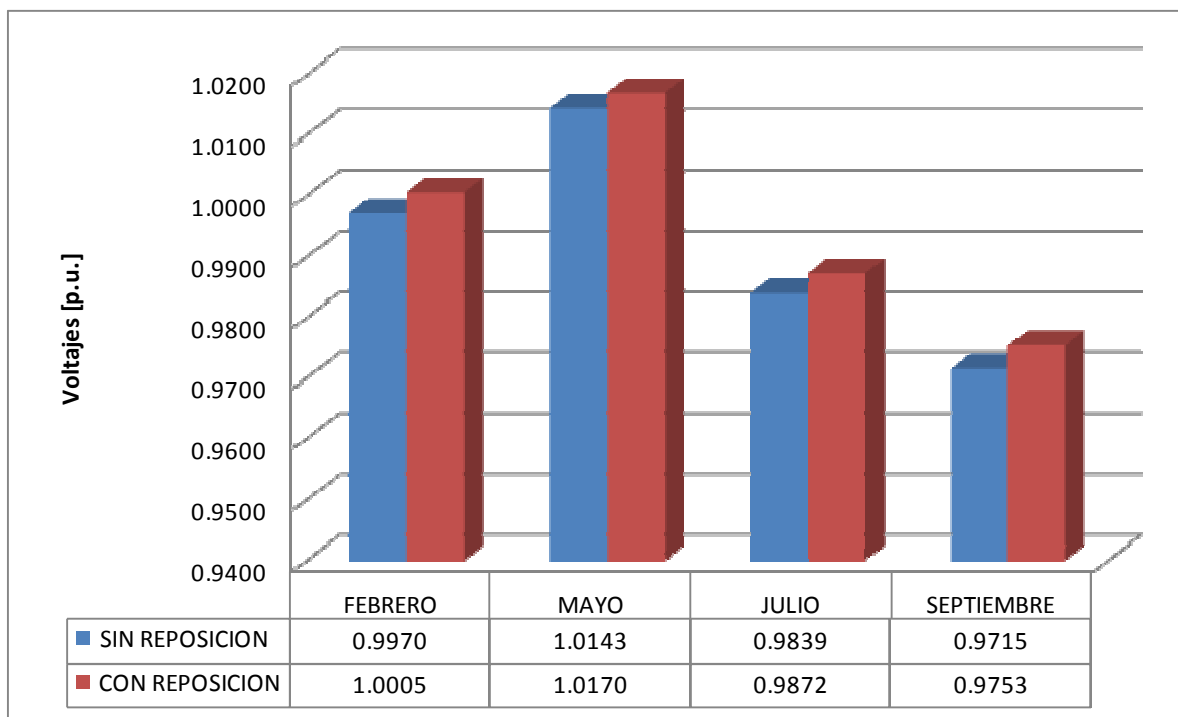
		SIN REPOSICIÓN	CON REPOSICIÓN
MES	DEMADA	[p.u.]	[p.u.]
Febrero	Mínima	0.9875	0.9916
	Media	0.9889	0.9925
	Máxima	0.9965	1.0012
Mayo	Mínima	1.0016	1.0043
	Media	0.9847	0.9876
	Máxima	0.9765	0.9853
Julio	Mínima	1.0080	1.0101
	Media	0.9789	0.9824
	Máxima	1.0197	1.0287
Septiembre	Mínima	0.9915	0.9989
	Media	0.9588	0.9748
	Máxima	0.9779	0.9837



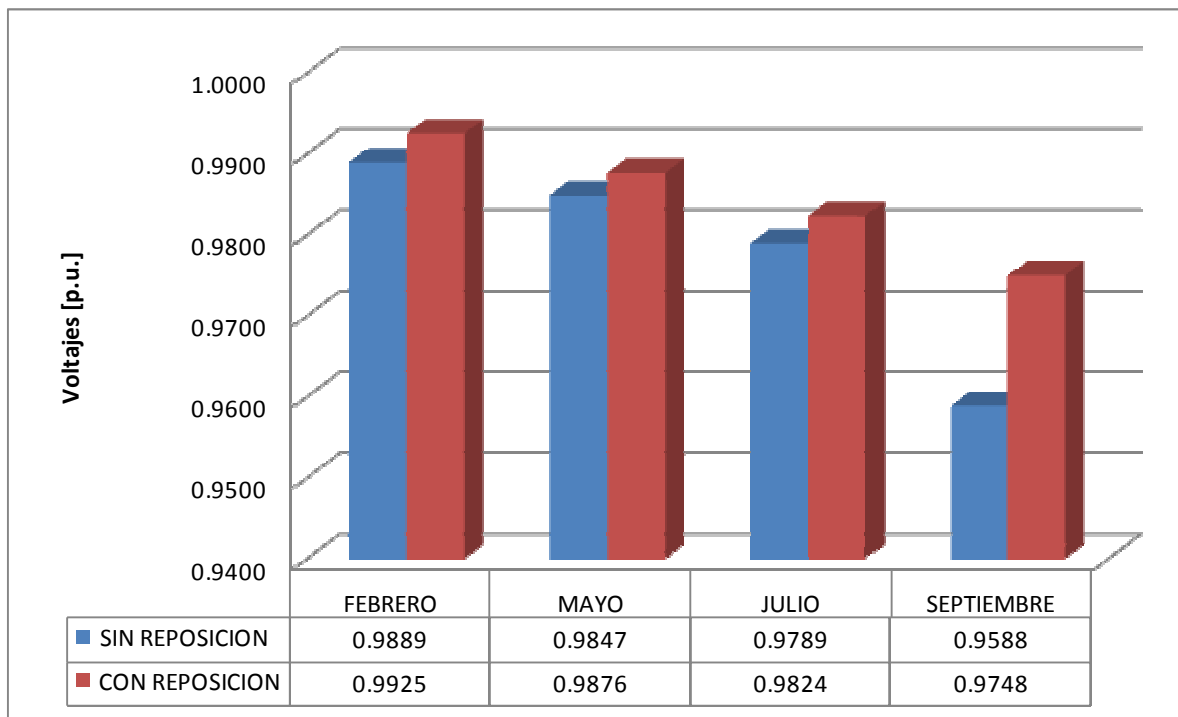
**Figura 3.29 Voltajes en la barra de Portoviejo2 69 kV, Demanda Mínima**



**Figura 3.30 Voltajes en la barra de Manta 69 kV, Demanda Mínima**



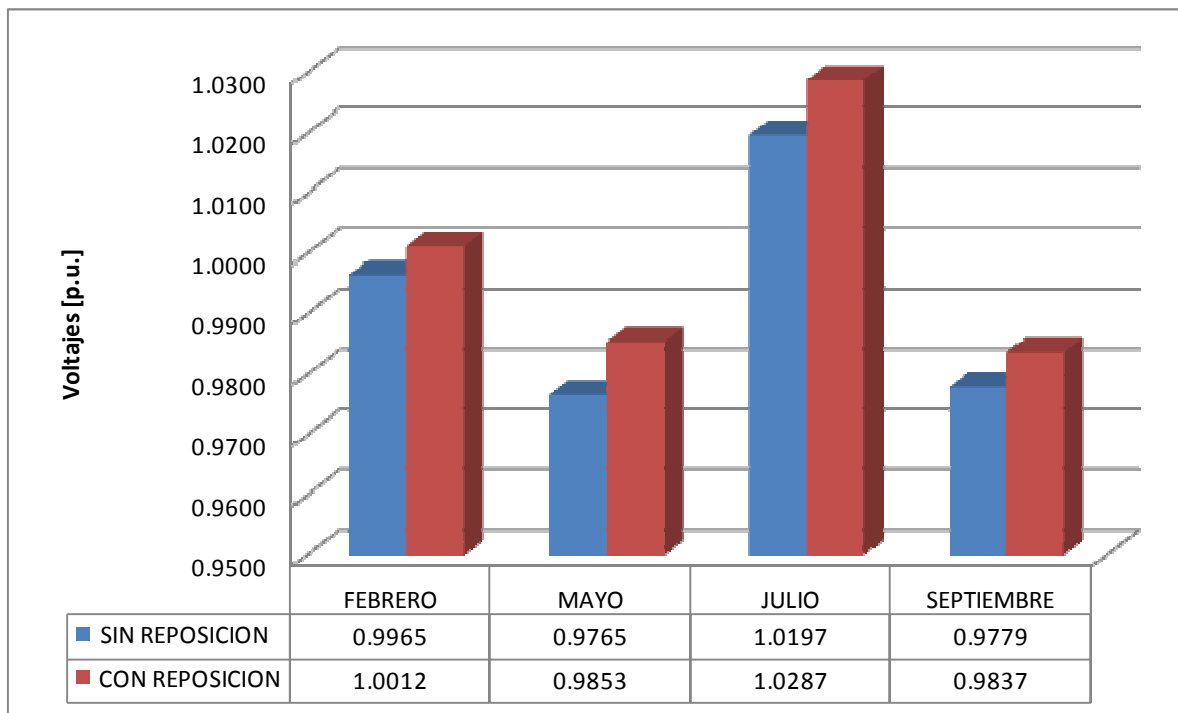
**Figura 3.31 Voltajes en la barra de Portoviejo2 69 kV, Demanda Media**



**Figura 3.32 Voltajes en la barra de Manta 69 kV, Demanda Media**



**Figura 3.33 Voltajes en la barra de Portoviejo2 69 kV, Demanda Máxima**



**Figura 3.34 Voltajes en la barra de Manta 69 kV, Demanda Máxima**

### 3.4.3 ZONA MILAGRO-MACHALA

La reposición de los taps de los transformadores de salitral tienen el mismo efecto que se dio en la Zona de Quevedo-Manabí, en esta zona se produce un redireccionamiento de flujo de reactivos, a demás se propone la siguiente reubicación en los taps de los transformadores de potencia de la Central Machala Power:

**Tabla 3.7 Posición de los taps fijos, unidades de Machala Power**

TRANSFORMADOR	Posiciones Taps Fijos				
	Nom	Min	Max	Actual	Propuesto
T_U1 MP	3	1	5	4	5
T_U2 MP	3	1	5	4	5

Estos taps se encuentran en el lado de alto voltaje, lo cual permite un control de voltaje directo. Con esta nueva posición se puede aumentar el flujo de reactivos desde las unidades de generación de la Central Machala Power hacia ésta zona, y mejorar los voltajes en las barras de Machala 69 kV y Babahoyo 69 kV.

### 3.4.3.1 Zona Segura de la Central Machala Power

Esta reubicación de los taps fijos de los transformadores de potencia de la Central Machala Power permite aliviar el problema que se tiene en la barra de Babahoyo 69 kV, ya que en todos los escenarios simulados se tienen voltajes por de bajo o en el valor del límite inferior (0.97 p.u.). Los generadores de esta Central tienen una zona de operación segura muy reducida, ya que las restricciones más serias se dan por los voltajes de servicios auxiliares, de modo que su zona efectiva de operación se encuentra muy restringida, el manejo de reactivos para esta zona se dio principalmente con el aumento de los taps de los transformadores de las unidades de generación. A continuación se muestra la zona de operación segura de una unidad de generación de la Central Machala Power.

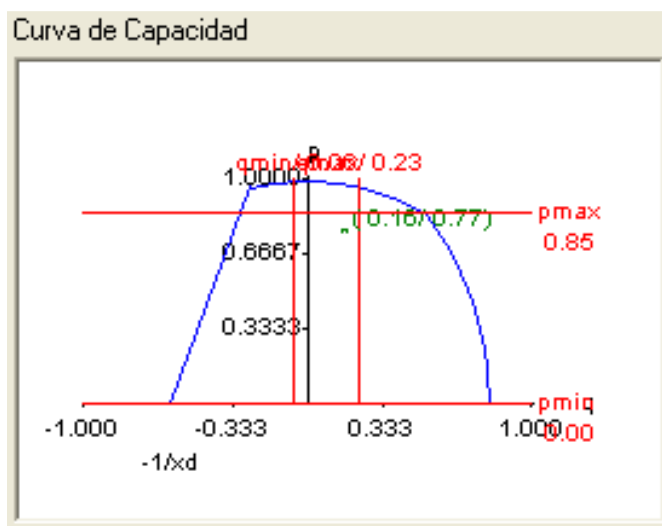


Figura 3.35 Carta de Operación de una unidad de la Central Machala Power

Los límites por servicios auxiliares restringen el aporte de reactivos de esta unidad, los límites de potencia reactiva en sus bases propias son los siguientes:



- Mínimo: -5.28 [MVar], -0.06 [pu]
- Máximo: 20 [MVar], 0.227 [pu]

Estos límites cobran gran importancia, ya que la carga de auxiliares es muy representativa, debido a que se trata de una central térmica, sin embargo posee una región de subexcitación, que otros generadores de éste tipo de centrales no se tiene, así que, estos generadores son relativamente flexibles en su operación, dependiendo de las exigencias del sistema, como exceso de reactivos en esta zona, que es muy improbable que ocurra esta situación de operación, más bien, esta zona necesita un flujo extra de reactivos provenientes del anillo de 230 kV.

### **3.4.3.1 Resultados**

El principal problema de esta zona es el bajo voltaje en la barra de Babahoyo 69 kV. En los distintos escenarios de estudio analizados su magnitud se encuentra cercano al límite inferior de la banda de voltaje (0.97 p.u.), y en algunos casos muy por debajo de éste. El transformador ATQ Babahoyo posee un tap fijo y un LTC ubicados en el lado de alto y medio voltaje respectivamente. La posición del tap fijo es la mínima, lo cual aseguraría la elevación de voltaje en la barra de 69 kV ya que el control de voltaje se da de forma inversa, la posición del LTC se aproxima a la máxima en horas de demanda máxima, sin embargo bajo éstas condiciones de operación, el voltaje en la barra de Babahoyo es bajo.

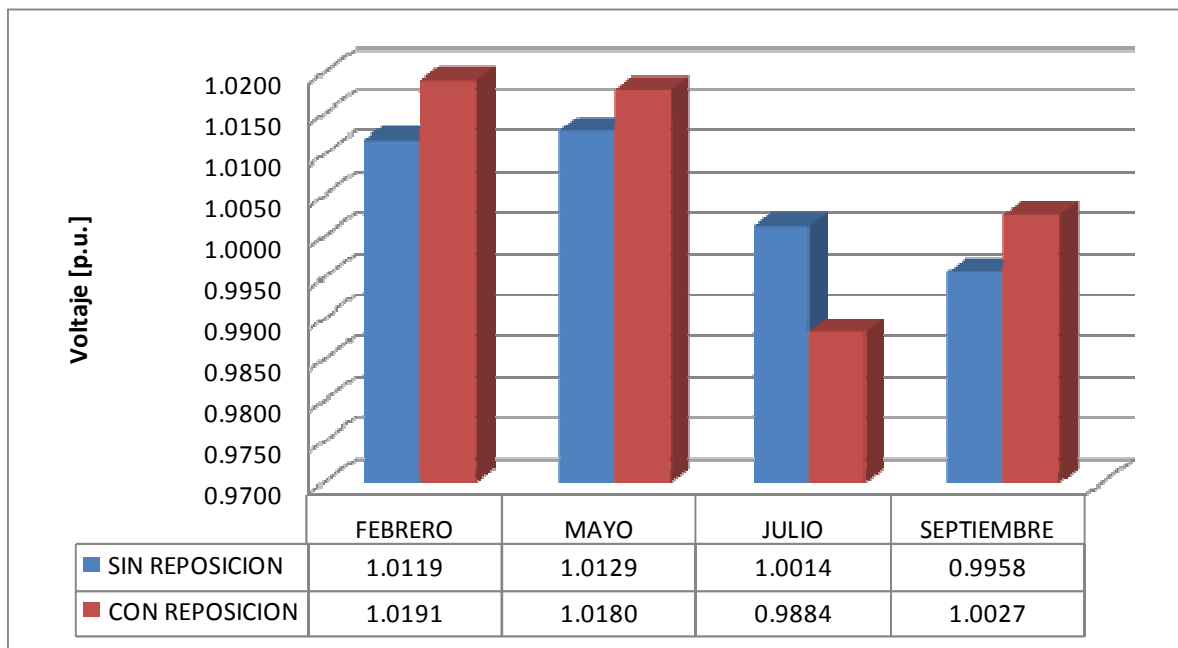
Al no poder realizar un reposicionamiento en este transformador se recurre al manejo de reactivos provenientes de la Central Machala Power, de modo que el manejo de las zonas seguras de las unidades de generación de esta central son de gran importancia. Al tener una carta de operación restringida se optó por reposicionar los taps fijos de los transformadores de los generadores de la Central Machala Power, lo cual incrementará el flujo de reactivos en ésta zona.

Bajo la consideración de las fuentes de reactivos mencionadas anteriormente y las fuentes adicionales que posee ésta zona como los capacitores de 6 MVar

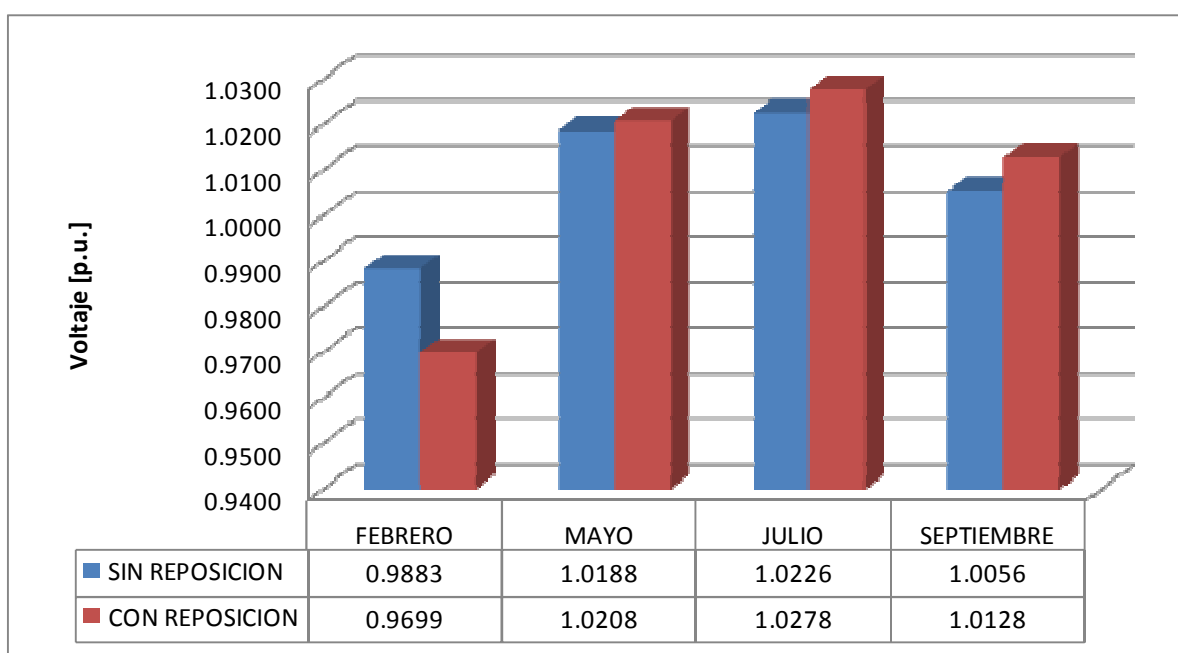
conectados en los terciarios de los transformadores ATR y ATQ de Machala y el capacitor de 18 MVAR conectado al terciario del transformador ATK de Milagro se procedió a simular los diferentes escenarios planteados, y considerando las propuestas anteriores de reposicionamiento. A continuación se presentan los resultados obtenidos bajo los diferentes escenarios de estudio planteados.

**Tabla 3.8 Voltajes en la Zona de Quevedo – Manabí, Milagro 69 kV**

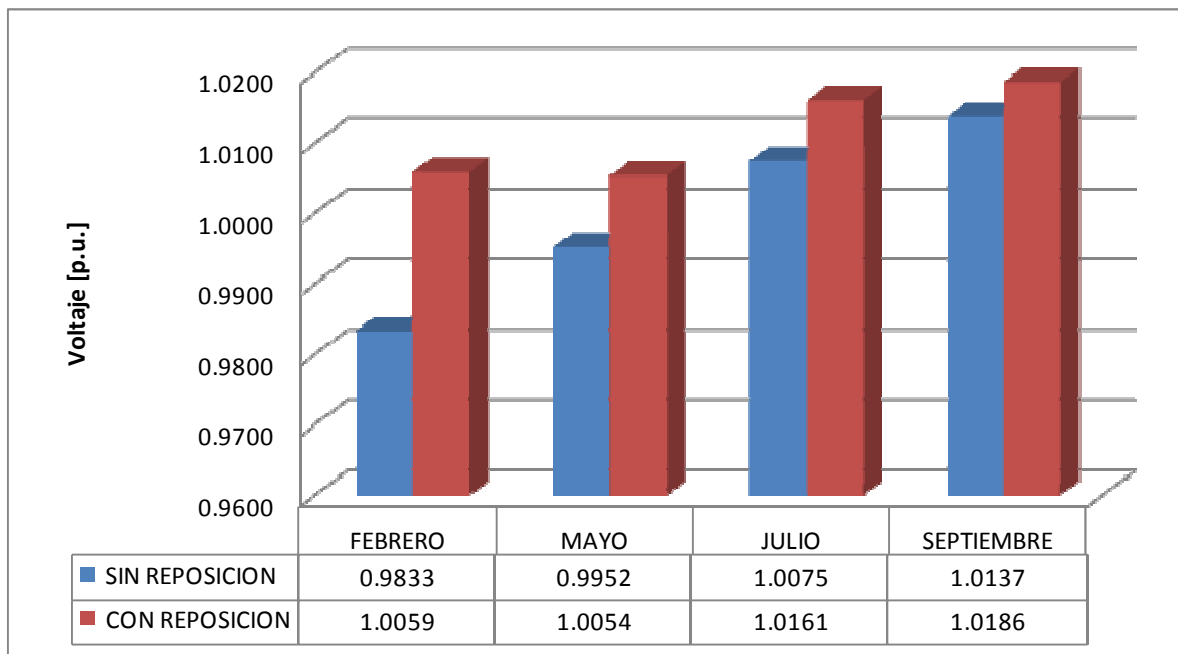
		SIN REPOSICIÓN	CON REPOSICIÓN
MES	DEMANDA	[p.u.]	[p.u.]
Febrero	Mínima	1.0119	1.0191
	Media	0.9883	0.9699
	Máxima	0.9833	1.0059
Mayo	Mínima	1.0129	1.0180
	Media	1.0188	1.0208
	Máxima	0.9952	1.0054
Julio	Mínima	1.0014	0.9884
	Media	1.0226	1.0278
	Máxima	1.0075	1.0161
Septiembre	Mínima	0.9958	1.0027
	Media	1.0056	1.0128
	Máxima	1.0137	1.0186



**Figura 3.36 Voltajes en la barra de Milagro 69 kV, Demanda Mínima**



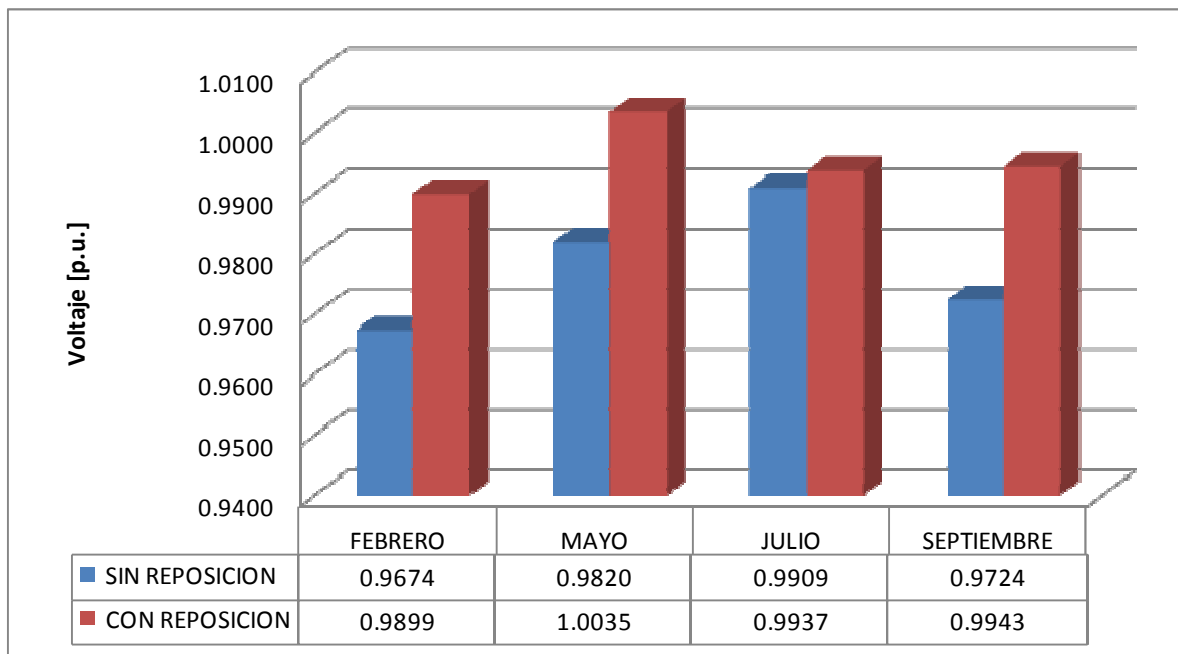
**Figura 3.37 Voltajes en la barra de Milagro 69 kV, Demanda Media**



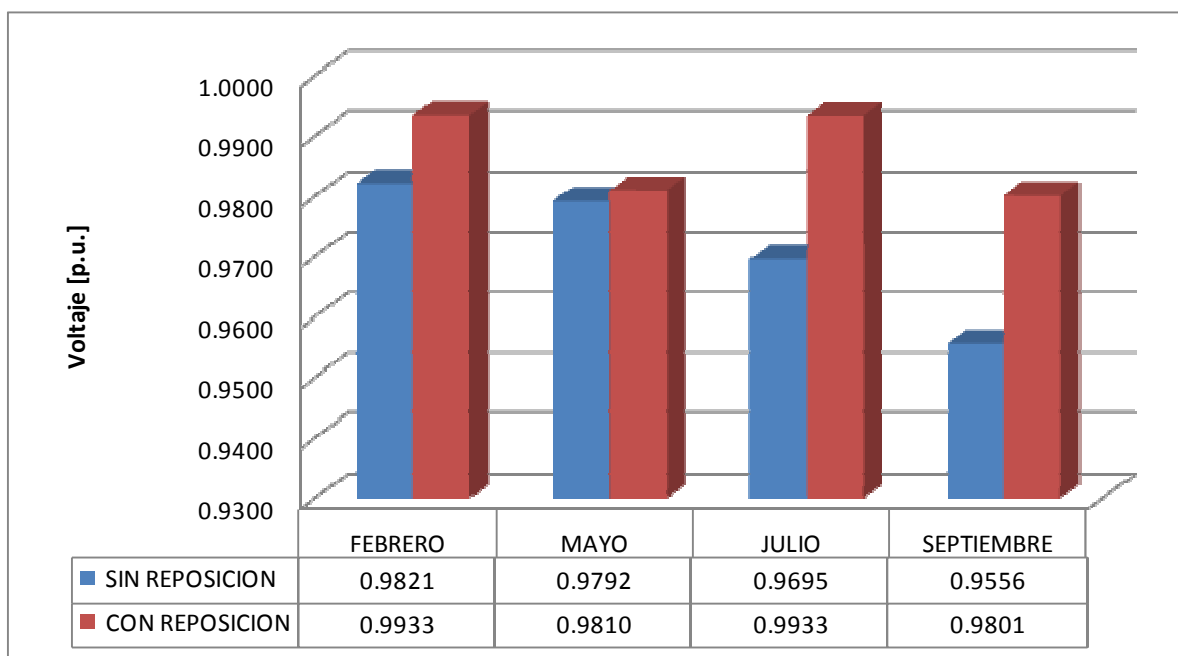
**Figura 3.38 Voltajes en la barra de Milagro 69 kV, Demanda Máxima**

**Tabla 3.9 Voltajes en la Zona de Quevedo – Manabí, Machala1 69 kV**

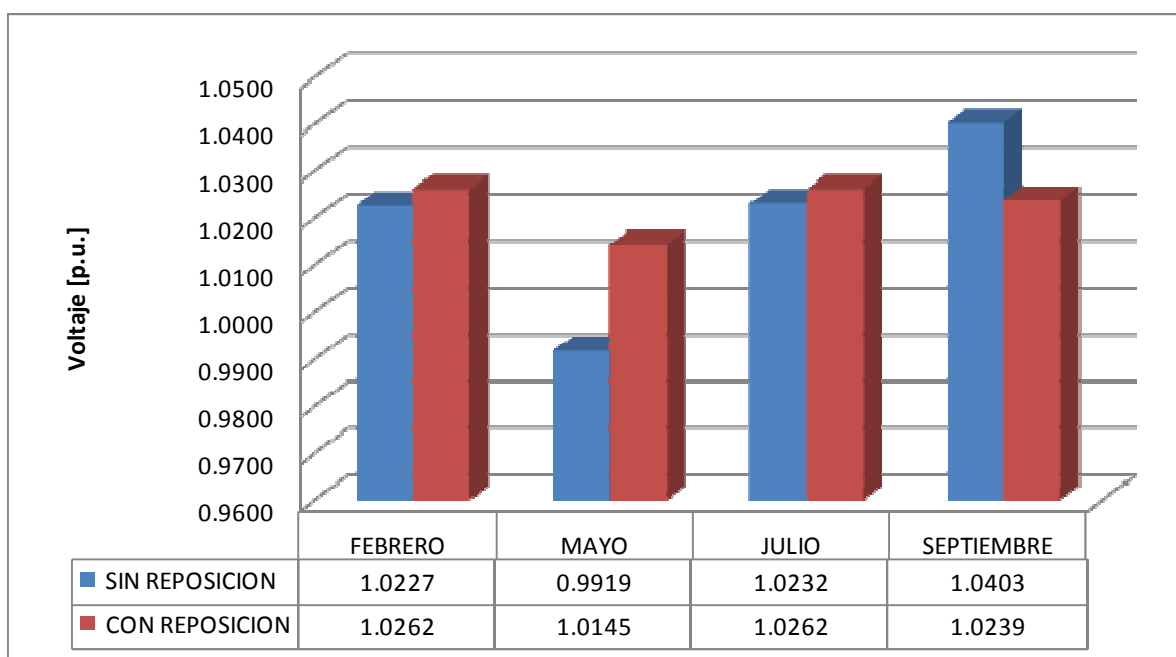
		SIN REPOSICIÓN	CON REPOSICIÓN
MES	DEMANDA	[p.u.]	[p.u.]
Febrero	Mínima	0.9674	0.9899
	Media	0.9821	0.0000
	Máxima	1.0227	1.0103
Mayo	Mínima	0.9820	1.0035
	Media	0.9792	0.9810
	Máxima	0.9919	1.0145
Julio	Mínima	0.9909	0.0000
	Media	0.9695	0.9933
	Máxima	1.0232	1.0262
Septiembre	Mínima	0.9724	0.9943
	Media	0.9556	0.9801
	Máxima	1.0403	1.0239



**Figura 3.39 Voltajes en la barra de Machala 69 kV, Demanda Mínima**



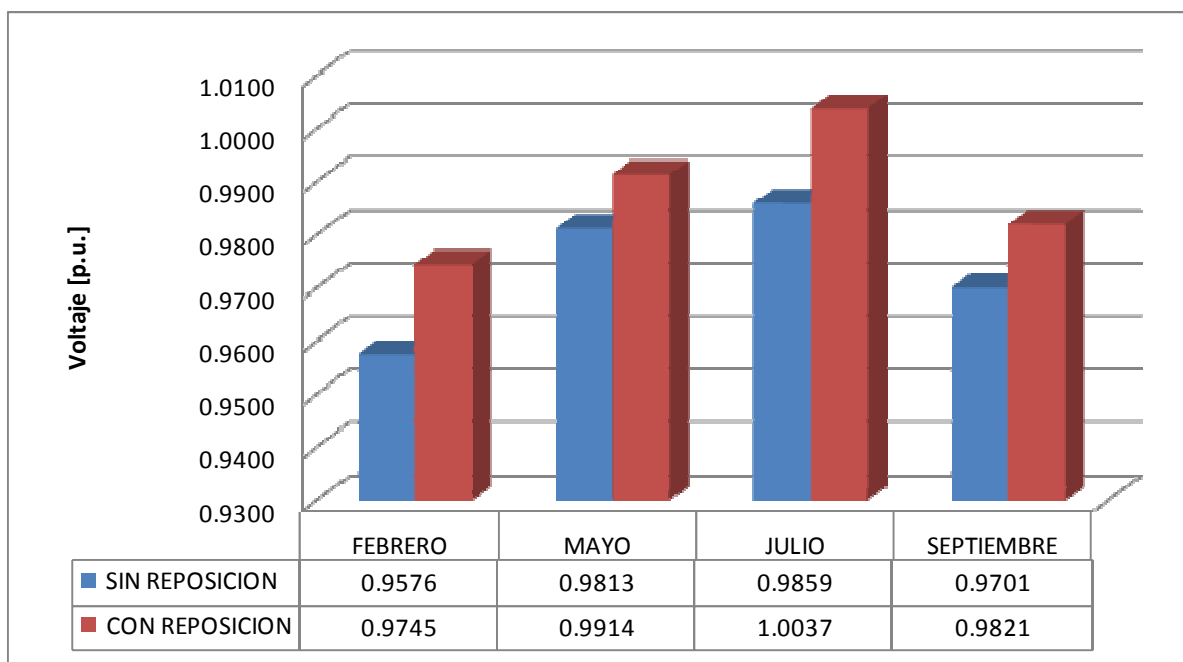
**Figura 3.40 Voltajes en la barra de Machala 69 kV, Demanda Media**



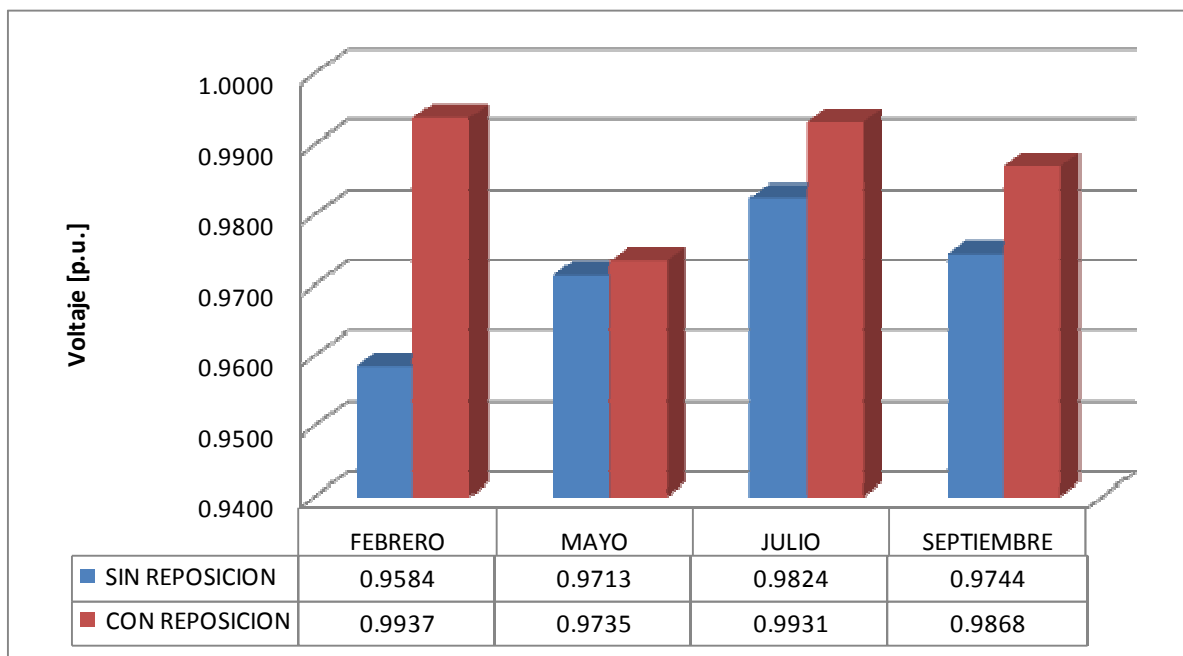
**Figura 3.41 Voltajes en la barra de Machala 69 kV, Demanda Máxima**

**Tabla 3.10 Voltajes en la Zona de Quevedo – Manabí, Babahoyo 69 kV**

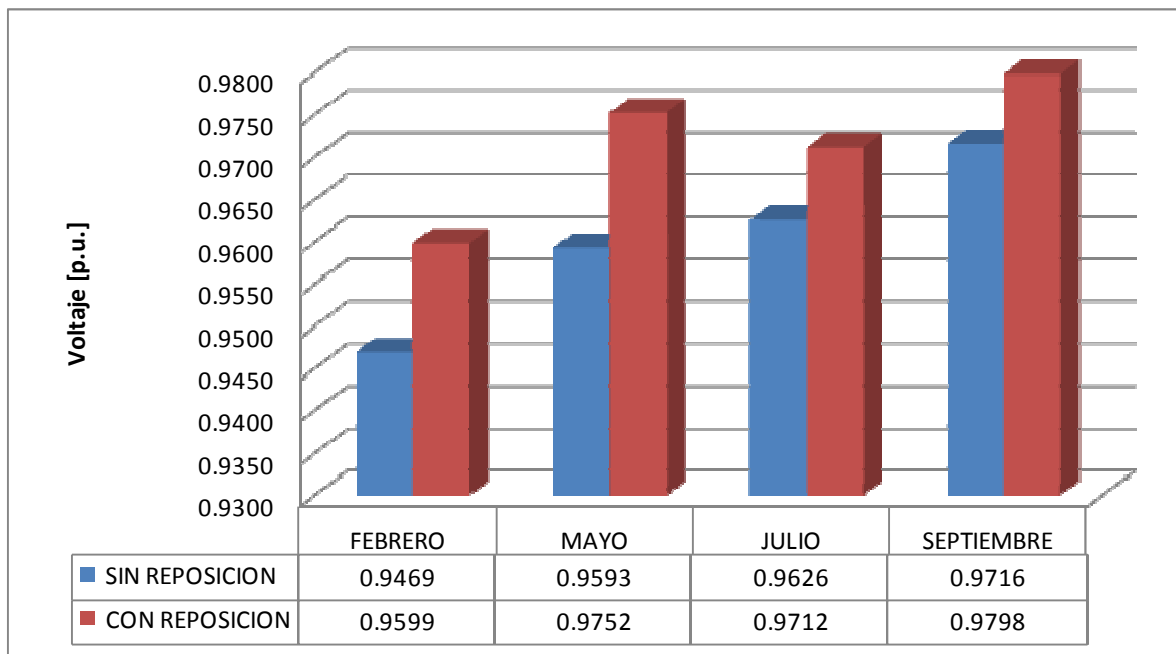
		SIN REPOSICIÓN	CON REPOSICIÓN
MES	DEMANDA	[p.u.]	[p.u.] <sup>2</sup>
Febrero	Mínima	0.9576	0.9745
	Media	0.9584	0.9937
	Máxima	0.9469	0.9599
Mayo	Mínima	0.9813	0.9914
	Media	0.9713	0.9735
	Máxima	0.9593	0.9752
Julio	Mínima	0.9859	1.0037
	Media	0.9824	0.9931
	Máxima	0.9626	0.9712
Septiembre	Mínima	0.9701	0.9821
	Media	0.9744	0.9868
	Máxima	0.9716	0.9798



**Figura 3.42 Voltajes en la barra de Babahoyo 69 kV, Demanda Mínima**



**Figura 3.43 Voltajes en la barra de Babahoyo 69 kV, Demanda Media**



**Figura 3.44 Voltajes en la barra de Babahoyo 69 kV, Demanda Máxima**

### 3.4.4 ZONA SAN FRANCISCO

La principal fuente de reactivos de ésta zona son las Centrales de Agoyán y San Francisco, la primera tiene incidencia directa en la zona oriental, donde se tienen perfiles de voltaje bajos, los voltajes en las barras se encuentran próximos al límite de 0.97 p.u. en barras de 69 kV. El problema más grave se da en barras de 138 kV, donde se tienen voltajes inferiores a 0.93 [p.u.] (límite inferior para éste nivel de voltaje).

La estrategia a utilizarse es la reubicación de los taps fijos de los transformadores de potencia de las unidades de generación de la Central Agoyán, los cuales están ubicados en el lado de alto voltaje, con lo que se tiene un control directo de voltaje.

Los voltajes en barras de generación de dichas unidades se encuentran en 1.05 p.u., es decir son barras de voltaje controlado, y la producción de reactivos está ligada directamente a los requerimientos horarios del sistema.



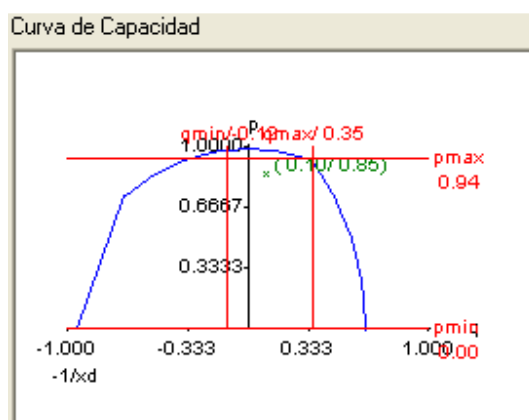
La reubicación planteada es la siguiente:

**Tabla 3.11 Posición de los taps fijos, unidades Central Agoyán**

Transformador	Taps Fijos	
	Antes	Propuesto
T_U1 AGOYAN	3	4
T_U2 AGOYAN	3	4

#### 3.4.4.1 Zona Segura de la Central Agoyán

La Central Hidroeléctrica Agoyán posee dos unidades de 85 MVA cada una, lo que asegura una potencia instalada de 170 MVA, la operación de esta central es de vital importancia para el SNI, ya que es la fuente de reactivos más importante para el centro y la región oriental de país. La operación de estas unidades en respuesta al cambio dinámico de la demanda es adecuada, y su punto de operación se encuentra siempre dentro de su carta de operación. A continuación se presenta la carta de operación de dichas unidades.



**Figura 3.45 Carta de Operación de una unidad de la Central Agoyán**

Los límites de potencia reactiva debido a voltajes por servicios auxiliares de estas unidades son:

- Máximo, 30 MVAR
- Mínimo, -10 MVAR

La operación segura de estos generadores al cambio horario de la demanda siempre se encuentra dentro de la carta de operación, en ninguna simulación se presenta un punto de operación cercano a cualquiera de los límites mencionados anteriormente.

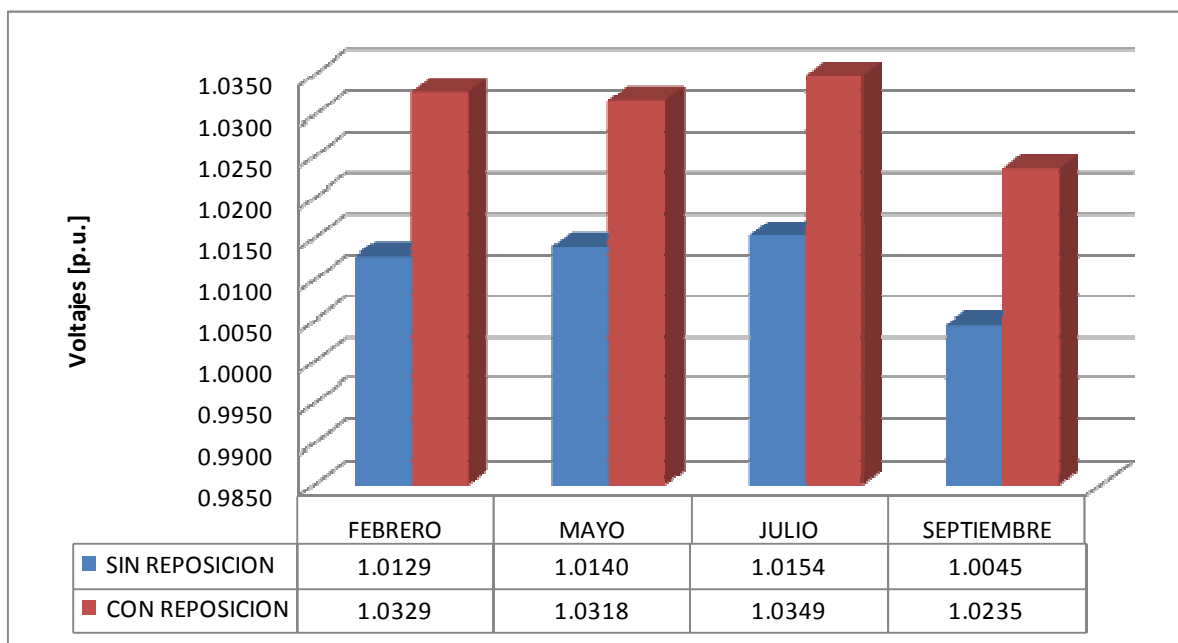
### 3.4.4.2 Resultados

Los voltajes a nivel de 138 kV presentan magnitudes muy bajas a las establecidas por el CONELEC, + 5%/-7% del voltaje nominal, principalmente en la barra de Francisco de Orellana a nivel de 138 kV. La propuesta pretende mejorar el perfil de voltaje y que estos voltajes ingresen a la banda de variación de voltaje correspondiente.

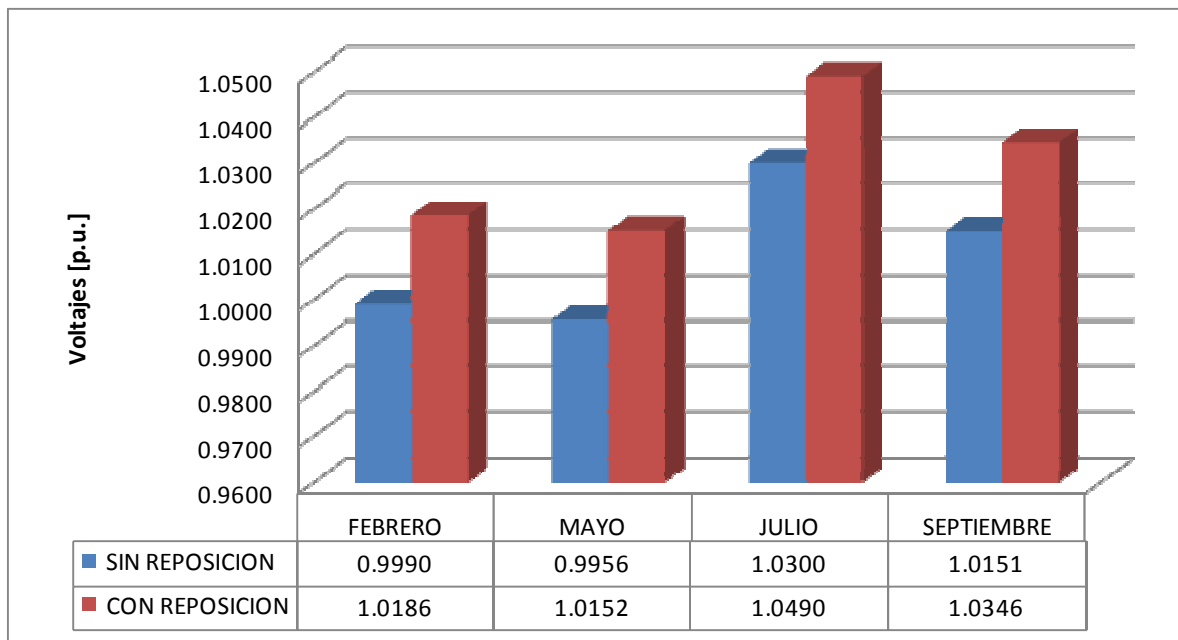
A continuación se presentan los resultados obtenidos con la nueva ubicación de los taps fijos, el análisis se centra en el nivel de voltaje (138 kV) de las S/E de Puyo, Tena, Francisco de Orellana y las barras de Jivino y Payamino a 69 kV.

**Tabla 3.12 Voltajes Zona San Francisco, Puyo 138 kV**

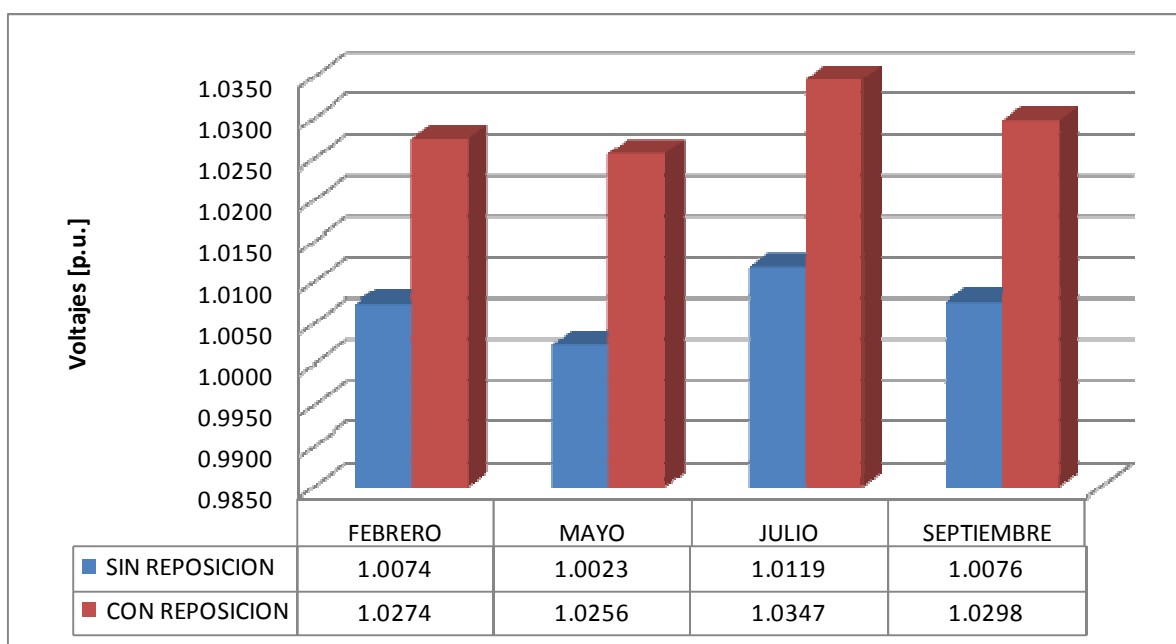
		SIN REPOSICION	CON REPOSICION
MES	DEMANDA	[p.u.]	[p.u.]
Febrero	Mínima	1.0128	1.0328
	Media	0.9989	1.0185
	Máxima	1.0073	1.0274
Mayo	Mínima	1.0139	1.0318
	Media	0.9956	1.0151
	Máxima	1.0023	1.0256
Julio	Mínima	1.0153	1.0349
	Media	1.0299	1.0490
	Máxima	1.0118	1.0346
Septiembre	Mínima	1.0044	1.0235
	Media	1.0150	1.0345
	Máxima	1.0076	1.0297



**Figura 3.46 Voltajes en la barra de Puyo 138 kV, Demanda Mínima**



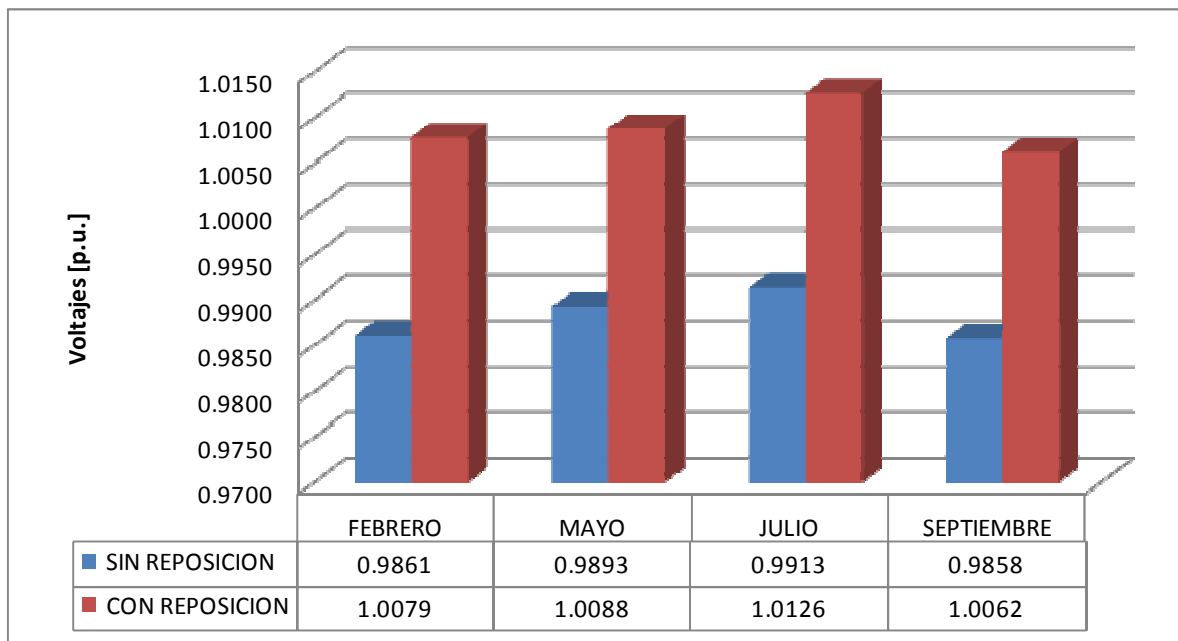
**Figura 3.47 Voltajes en la barra de Puyo 138 kV, Demanda Media**



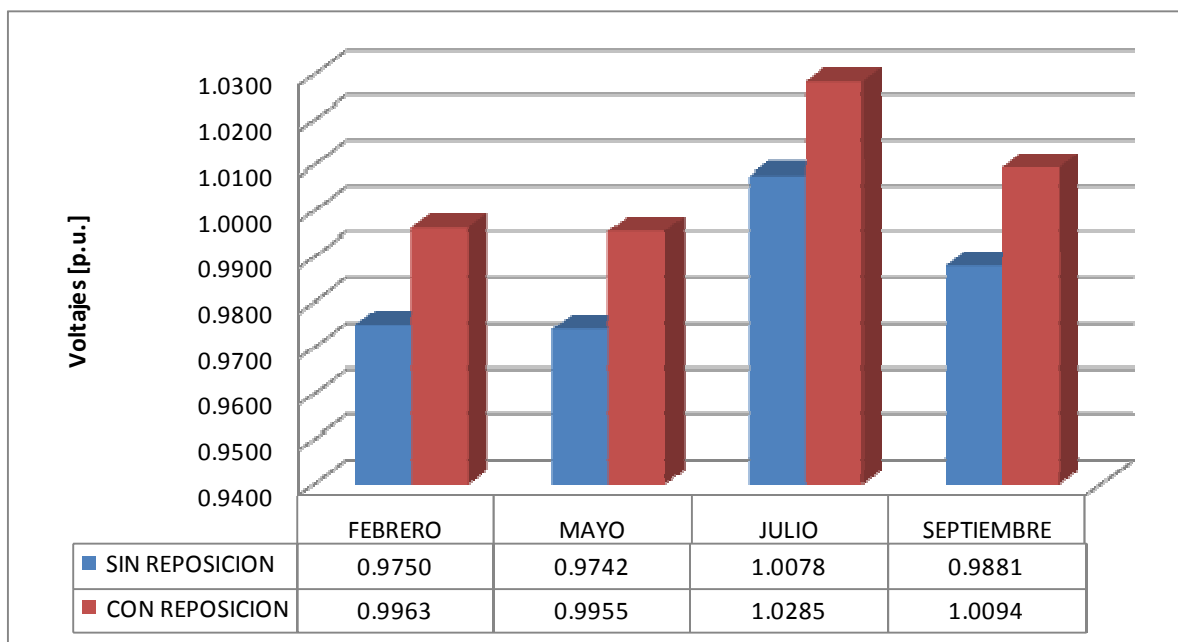
**Figura 3.48 Voltajes en la barra de Puyo 138 kV, Demanda Máxima**

**Tabla 3.13 Voltajes Zona San Francisco, Tena 138 kV**

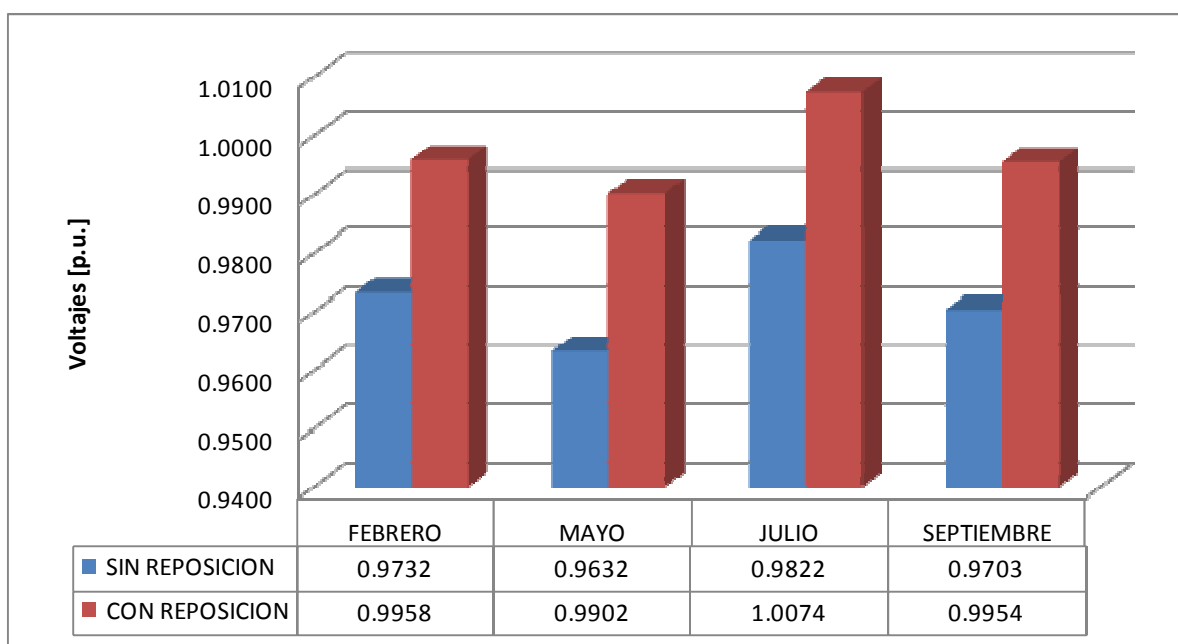
		SIN REPOSICION	CON REPOSICION
MES	DEMANDA	[p.u.]	[p.u.]
Febrero	Mínima	0.9861	1.0079
	Media	0.9750	0.9963
	Máxima	0.9732	0.9958
Mayo	Mínima	0.9893	1.0088
	Media	0.9742	0.9955
	Máxima	0.9632	0.9902
Julio	Mínima	0.9913	1.0126
	Media	1.0078	1.0285
	Máxima	0.9822	1.0074
Septiembre	Mínima	0.9858	1.0062
	Media	0.9881	1.0094
	Máxima	0.9703	0.9954



**Figura 3.49 Voltajes en la barra de Tena 138 kV, Demanda Mínima**



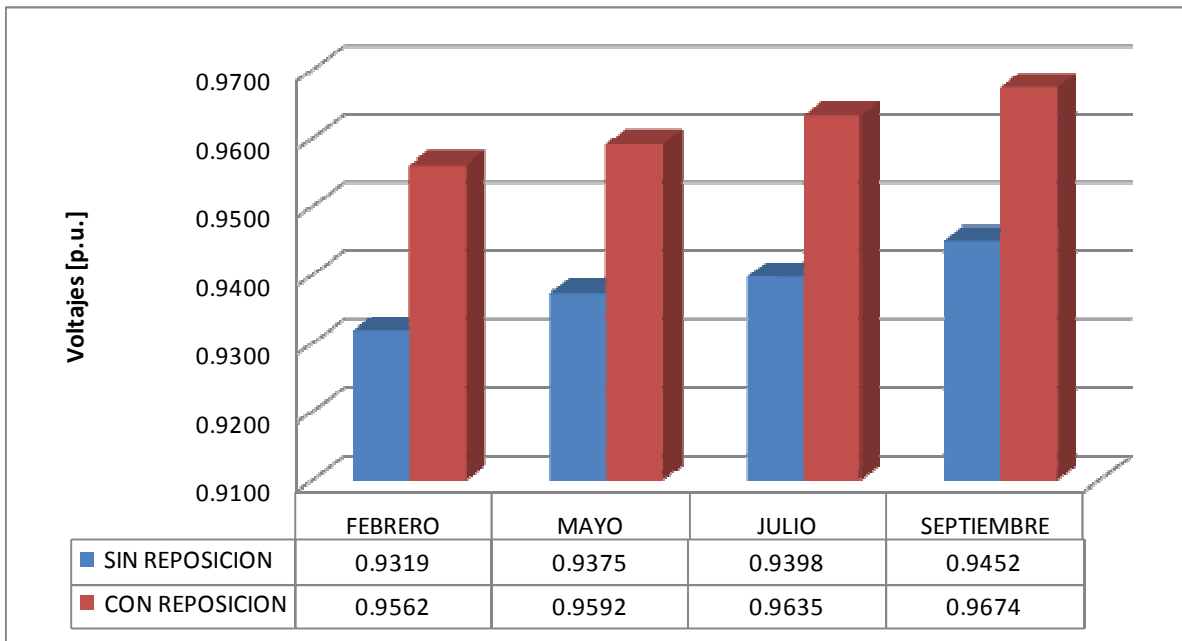
**Figura 3.50 Voltajes en la barra de Tena 138 kV, Demanda Media**



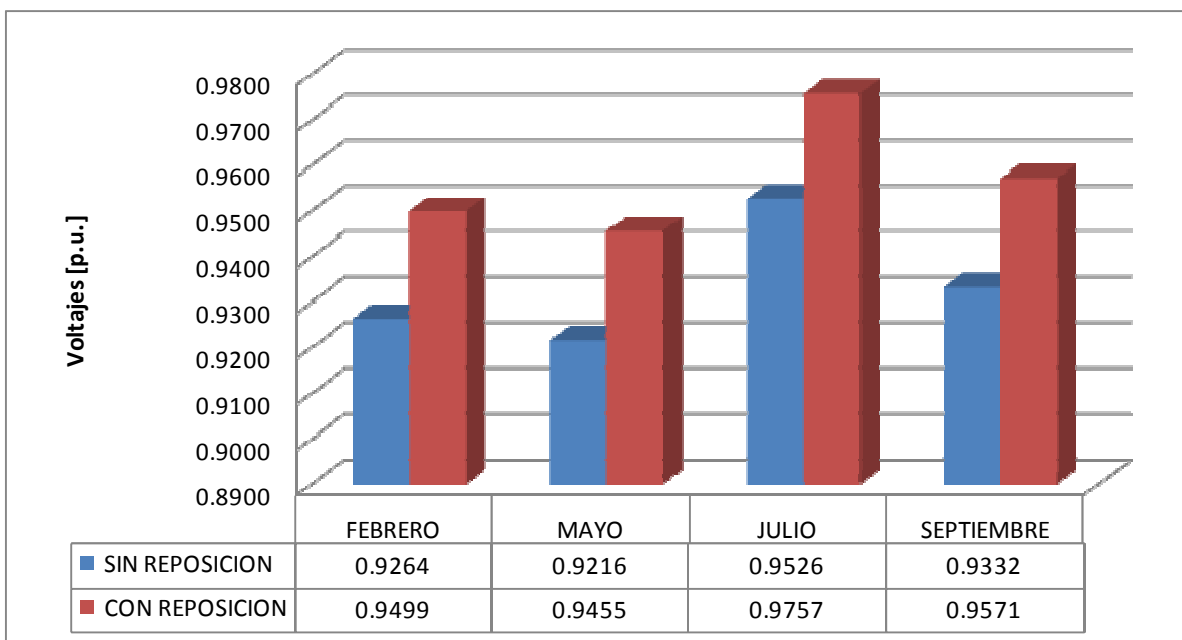
**Figura 3.51 Voltajes en la barra de Tena 138 kV, Demanda Máxima**

**Tabla 3.14 Voltajes Zona San Francisco, Fco Orellana 138 kV**

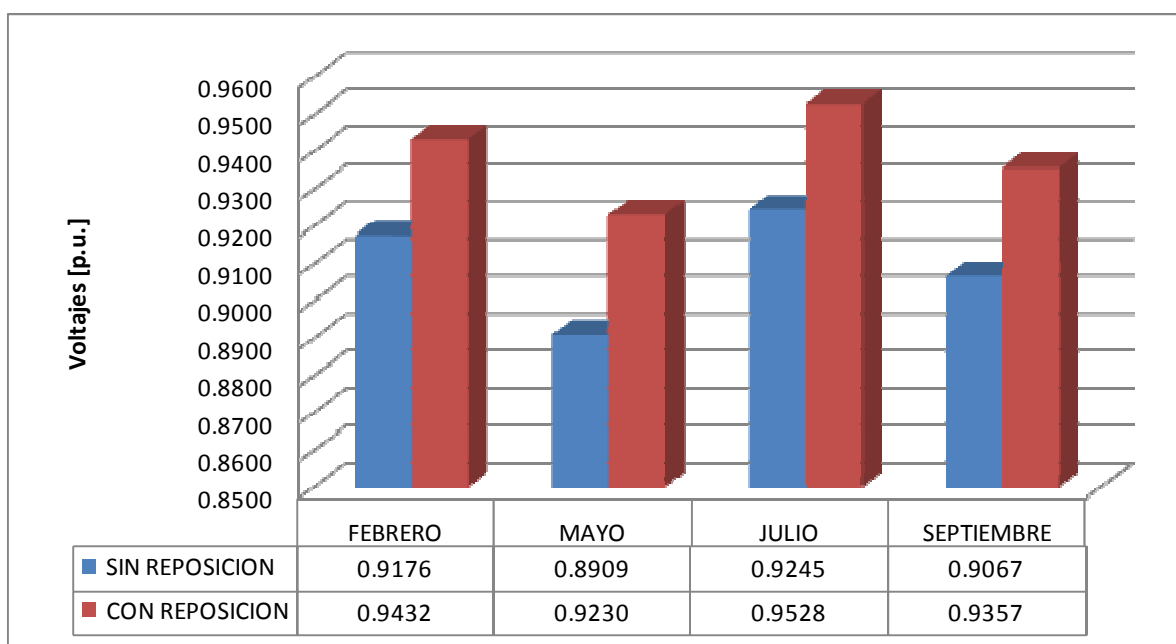
MES	DEMANDA	SIN REPOSICIÓN	CON REPOSICIÓN
		[p.u.]	[p.u.]
Febrero	Mínima	0.9319	0.9562
	Media	0.9264	0.9499
	Máxima	0.9176	0.9432
Mayo	Mínima	0.9375	0.9592
	Media	0.9216	0.9455
	Máxima	0.8909	0.9230
Julio	Mínima	0.9398	0.9635
	Media	0.9526	0.9757
	Máxima	0.9245	0.9528
Septiembre	Mínima	0.9452	0.9674
	Media	0.9332	0.9571
	Máxima	0.9067	0.9357



**Figura 3.52 Voltajes en la barra de Fco Orellana 138 kV, Demanda Mínima**



**Figura 3.53 Voltajes en la barra de Fco Orellana 138 kV, Demanda Media**



**Figura 3.54 Voltajes en la barra de Fco Orellana 138 kV, Demanda Máxima**

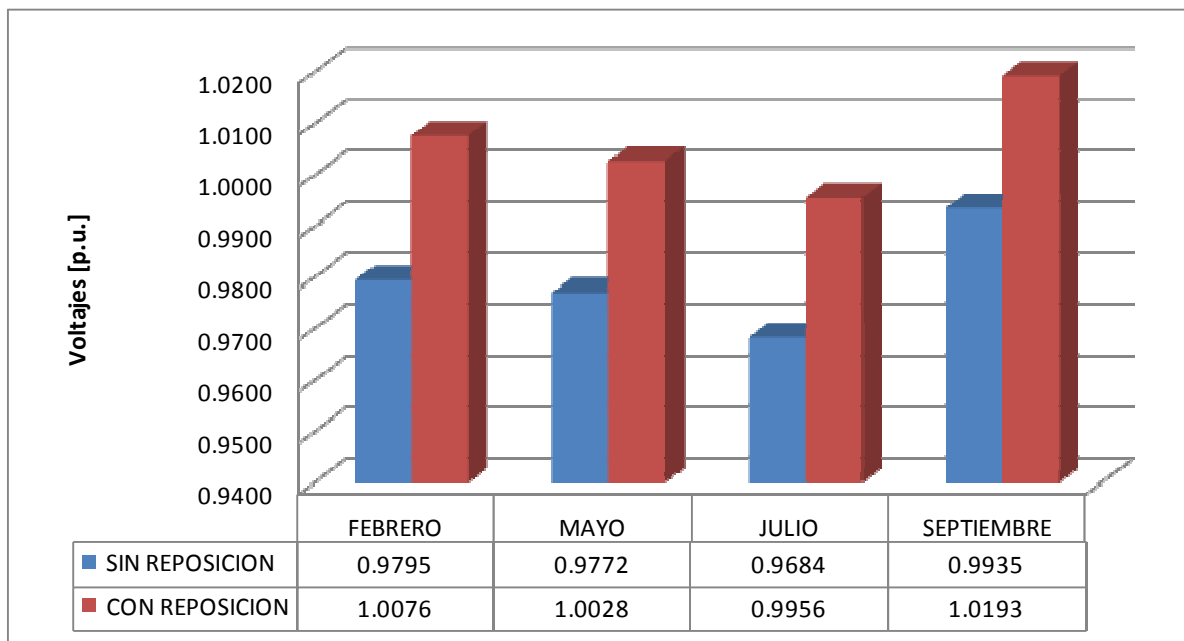
Como se puede apreciar en la tabla 3.50, los voltajes en la barra de Francisco de Orellana a 138 kV se presentan una notable mejoría para todos los escenarios de estudio analizados, salvo un escenario, el cual se da en horas de demanda máxima correspondientes al mes de Mayo, en el que el voltaje de la barra tiene una magnitud de 0.92 p.u., sin embargo esta condición de operación no afecta a las barras de entrega, en donde si se debe tener mucho cuidado con el rango de variación de voltaje.

**Tabla 3.15 Voltajes Zona San Francisco, Jivino 69 kV**

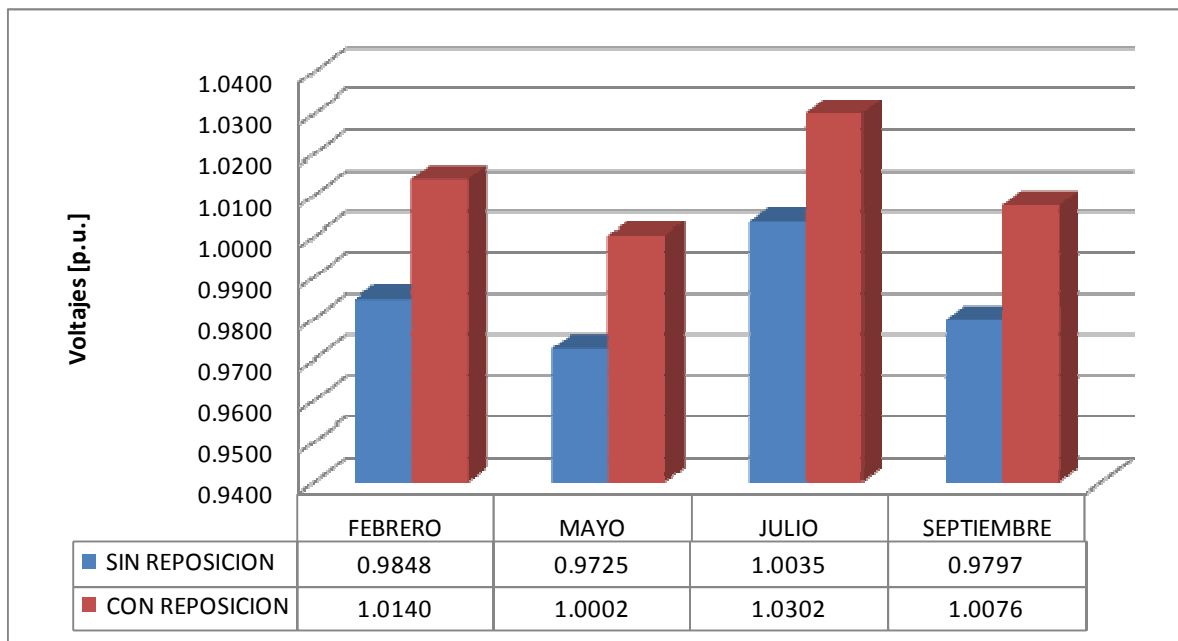
		SIN REPOSICIÓN	CON REPOSICIÓN
MES	DEMANDA	[p.u.]	[p.u.]
Febrero	Mínima	0.9795	1.0076
	Media	0.9848	1.0140
	Máxima	1.0054	1.0343
Mayo	Mínima	0.9772	1.0028
	Media	0.9725	1.0002
	Máxima	0.9851	1.0213



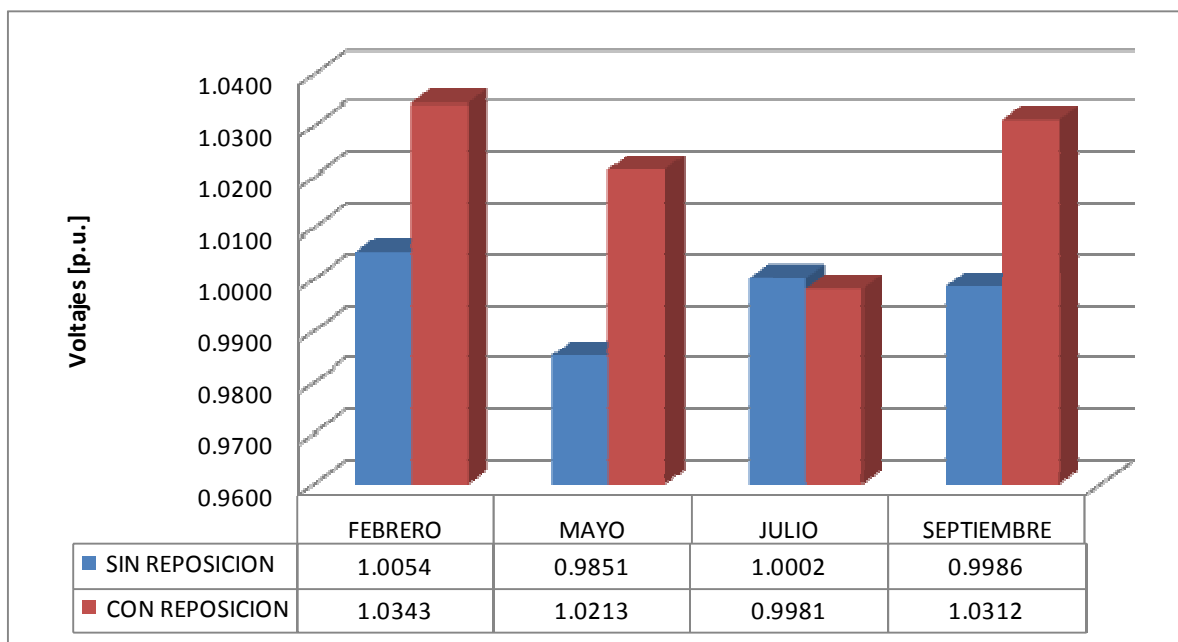
Julio	Mínima	0.9684	0.9956
	Media	1.0035	1.0302
	Máxima	1.0002	0.9981
Septiembre	Mínima	0.9935	1.0193
	Media	0.9797	1.0076
	Máxima	0.9986	1.0312



**Figura 3.55 Voltajes en la barra de Jivino 69 kV, Demanda Mínima**



**Figura 3.56 Voltajes en la barra de Jivino 69 kV, Demanda Media**



**Figura 3.57 Voltajes en la barra de Jivino 69 kV, Demanda Máxima**

Tabla 3.16 Voltajes Zona San Francisco, Payamino 69 kV

		SIN REPOSICIÓN	CON REPOSICIÓN
MES	DEMANDA	[p.u.]	[p.u.]
Febrero	Mínima	0.9750	1.0033
	Media	0.9802	1.0072
	Máxima	0.9958	1.0250
Mayo	Mínima	0.9955	1.0207
	Media	0.9822	1.0097
	Máxima	0.9695	1.0062
Julio	Mínima	0.9813	1.0082
	Media	1.0032	1.0299
	Máxima	0.9840	0.9819
Septiembre	Mínima	1.0025	1.0280
	Media	0.9875	1.0151
	Máxima	0.9802	1.0134

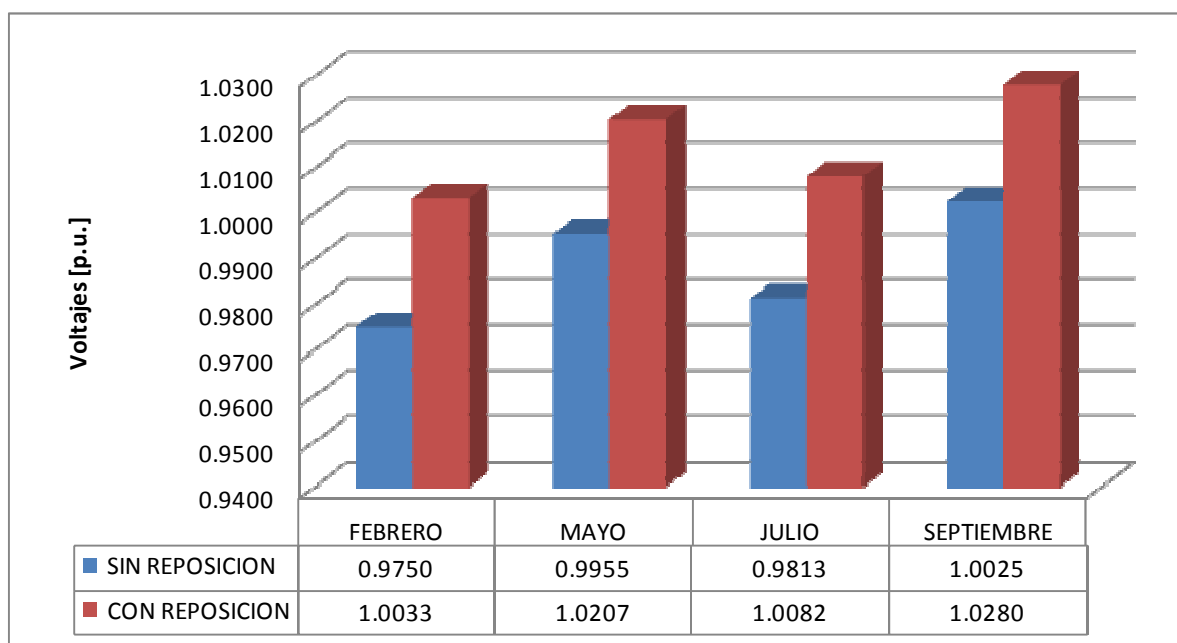
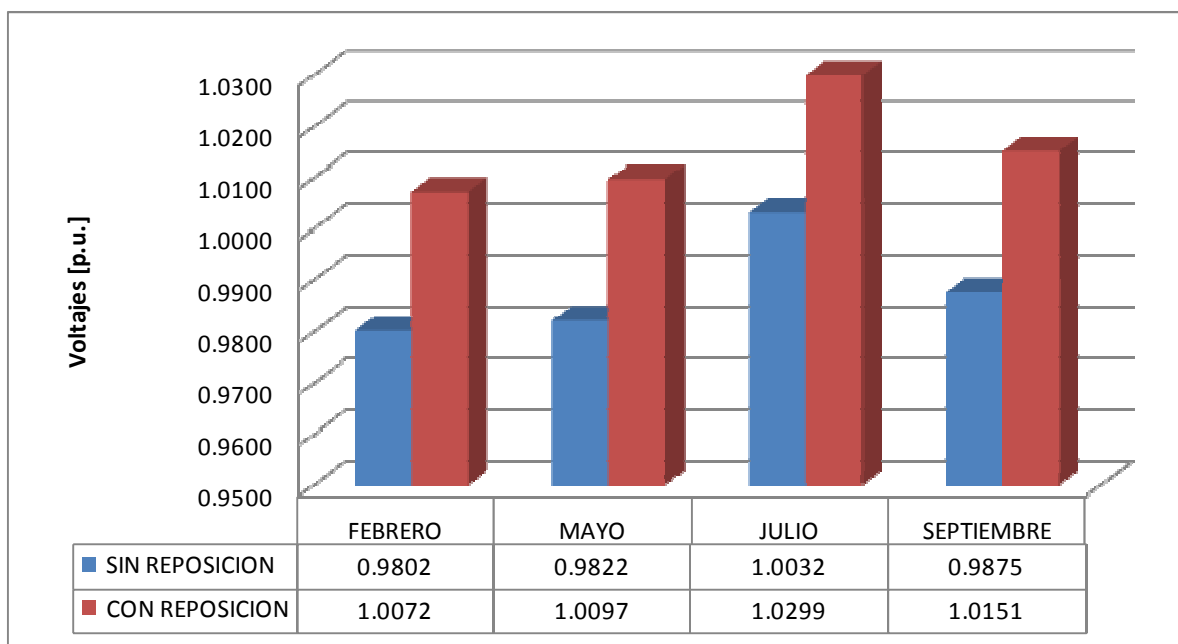
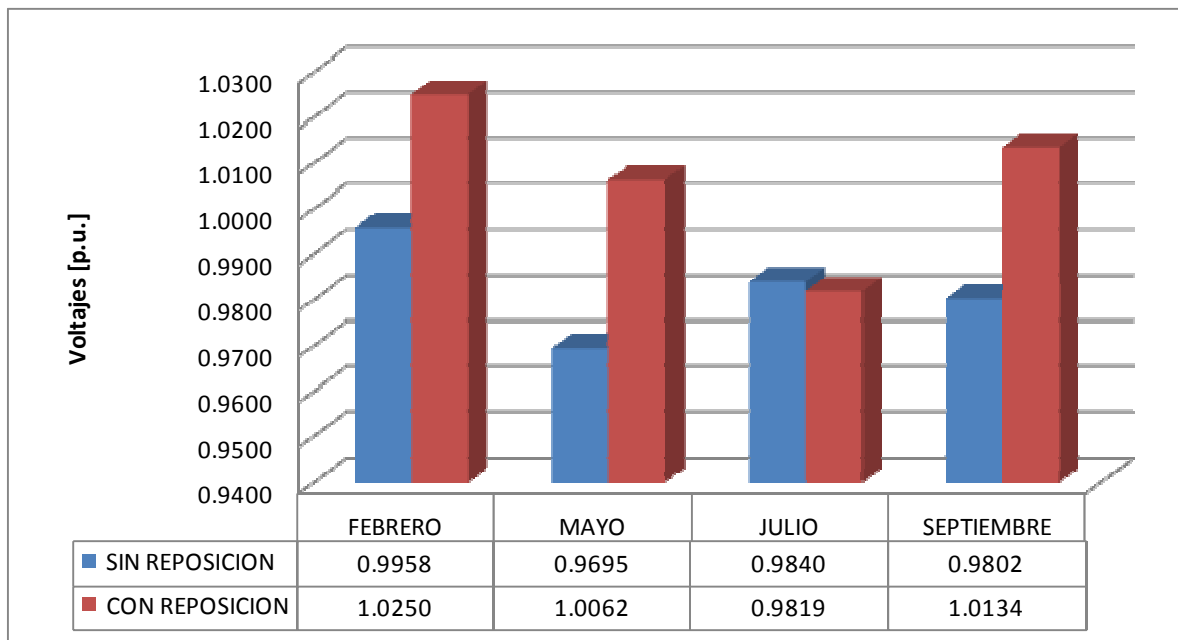


Figura 3.58 Voltajes en la barra de Payamino 69 kV, Demanda Mínima



**Figura 3.59 Voltajes en la barra de Payamino 69 kV, Demanda Media**



**Figura 3.60 Voltajes en la barra de Payamino 69 kV, Demanda Máxima**

### 3.4.5 ZONA CUENCA LOJA

La Zona Cuenca-Loja presentaba grandes problemas de voltaje en el año 2010, los voltajes en las barras de Cuenca 69 kV y Loja 69 kV se encontraban siempre por debajo de 0.97 p.u. (límite inferior para barras de entrega), la construcción de las S/E Zhoray y Sinincay (230/69 kV) permiten enlazar el anillo de 230 kV con la S/E Cuenca, de modo que se tiene un camino extra para la circulación de potencia reactiva y de esta forma aliviar los problemas de voltaje de esta zona. Sin embargo para poder mejorar aún más los niveles de voltaje de esta zona, se propone la reubicación del tap del transformador ATQ CUENCA.

El transformador ATQ CUENCA posee taps fijos en el lado de alto voltaje, de manera que el control de voltaje se lo realiza de forma inversa, así que, la propuesta de reposición consiste en la reubicación de este tap a una posición inferior a la actual, a continuación se presenta la propuesta de reposición del tap fijo.

**Tabla 3.17 Posición del tap fijo transformador ATQ Cuenca**

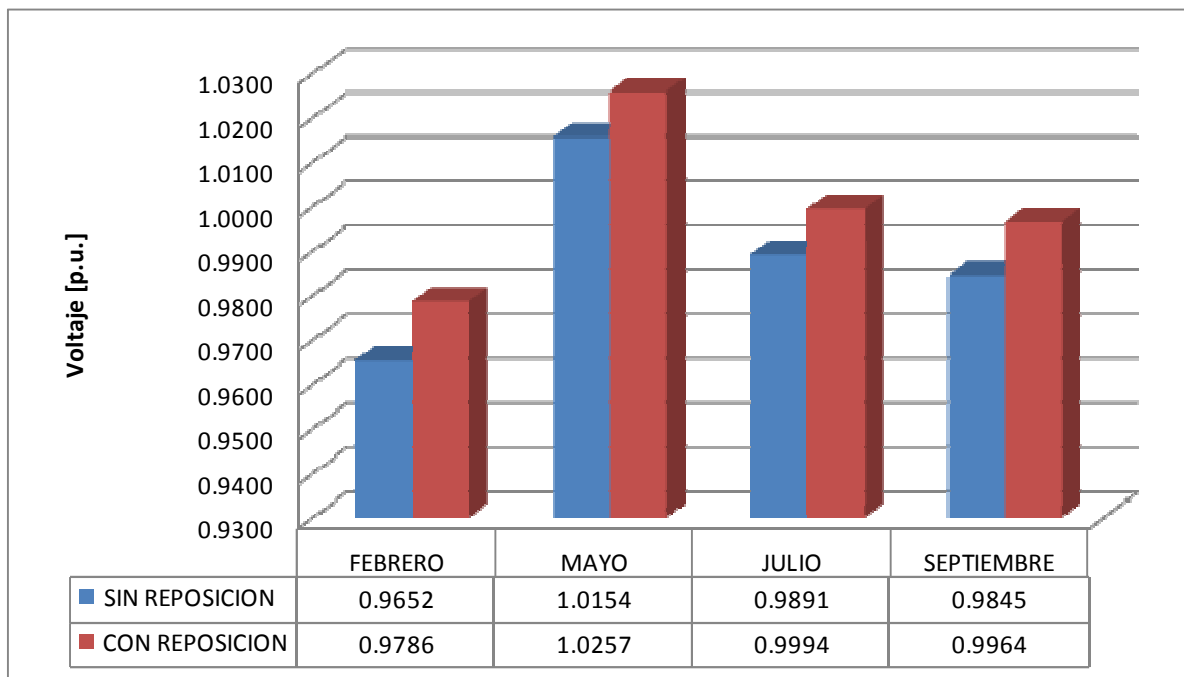
TRANSFORMADOR	Posiciones Taps Fijos				
	Nom	Min	Max	Actual	Propuesto
<b>ATQ CUENCA</b>	3	1	5	2	1

#### 3.4.5.1 Resultados

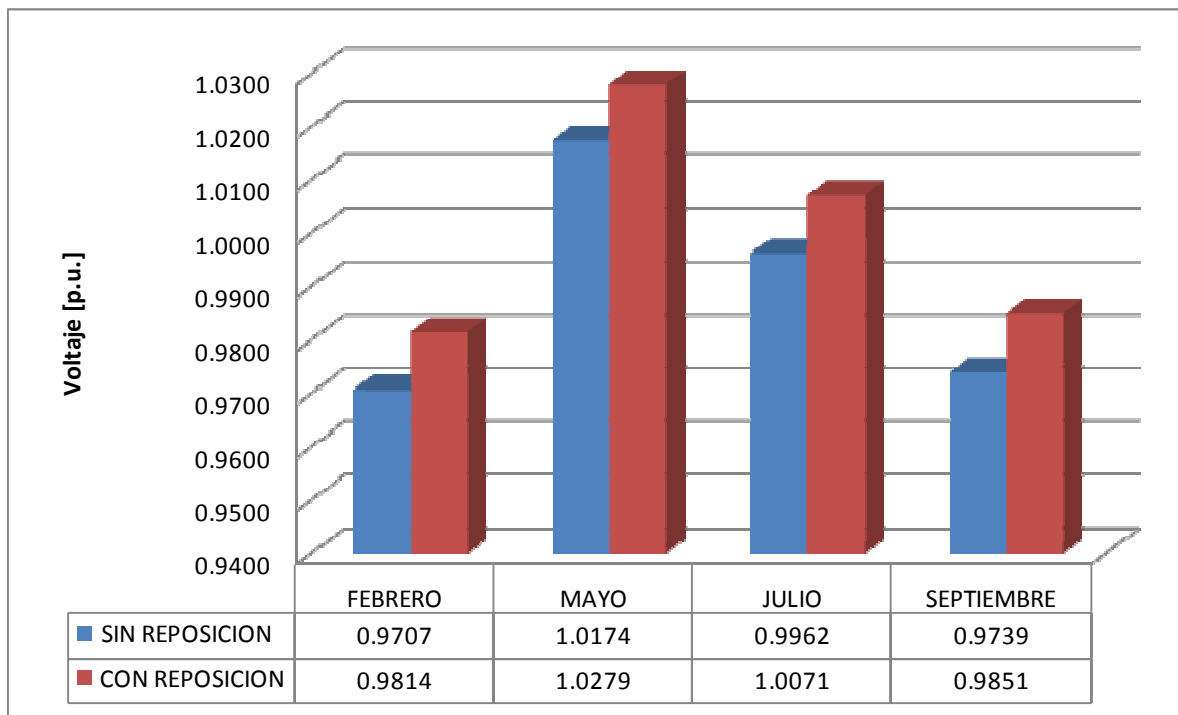
La propuesta de reducir la posición del tap fijo permitirá aumentar el flujo de reactivos hacia la barra de Cuenca 69 kV, a continuación se presentan los resultados obtenidos en las diferentes corridas de flujo.

**Tabla 3.18 Voltajes en las Zona de Cuenca-Loja, Cuenca 69 kV**

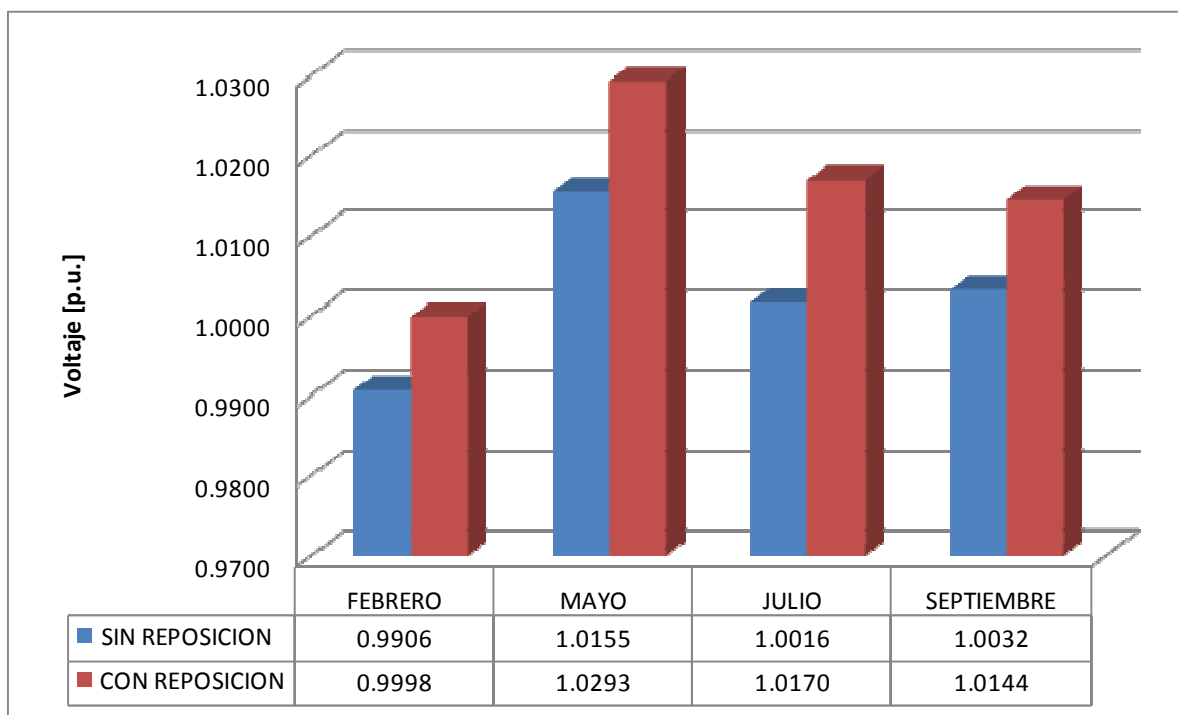
		SIN REPOSICION	CON REPOSICION
MES	DEMANDA	[p.u.]	[p.u.]
Febrero	Mínima	0.9652	0.9786
	Media	0.9707	0.9814
	Máxima	0.9906	0.9998
Mayo	Mínima	1.0154	1.0257
	Media	1.0174	1.0279
	Máxima	1.0155	1.0293
Julio	Mínima	0.9891	0.9994
	Media	0.9962	1.0071
	Máxima	1.0016	1.0170
Septiembre	Mínima	0.9845	0.9964
	Media	0.9739	0.9851
	Máxima	1.0032	1.0144



**Figura 3.61 Voltajes en la barra de Cuenca 69 kV, Demanda Mínima**



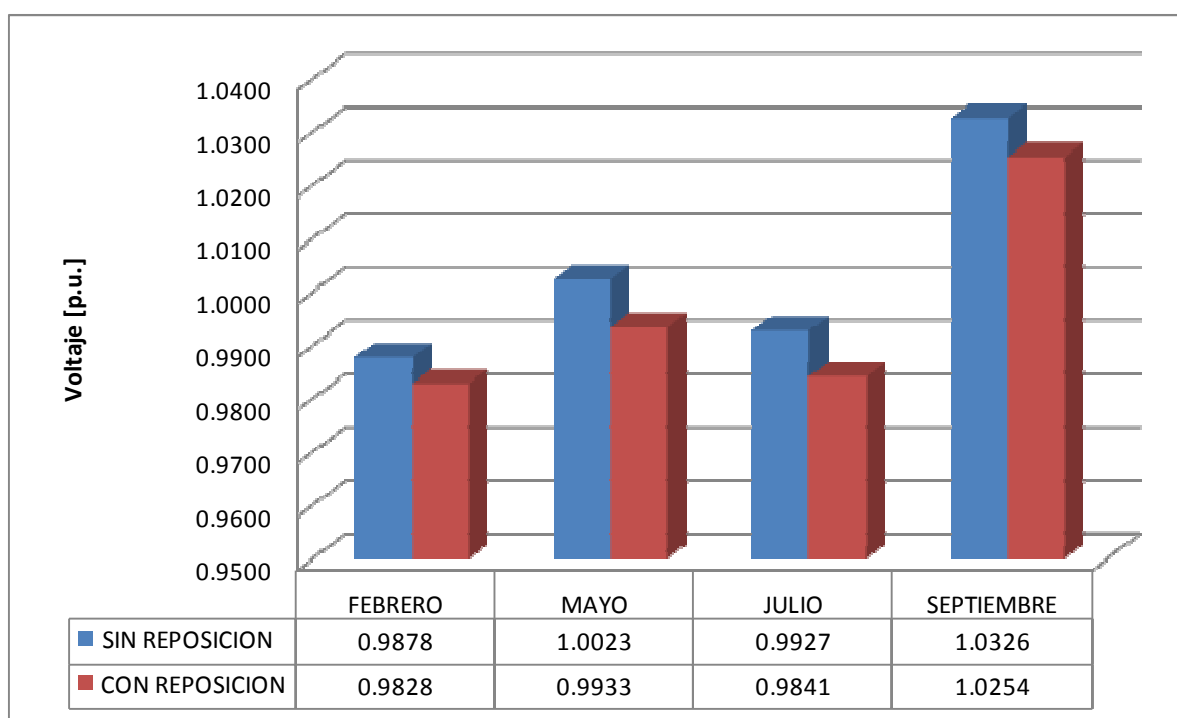
**Figura 3.62 Voltajes en la barra de Cuenca 69 kV, Demanda Media**



**Figura 3.63 Voltajes en la barra de Cuenca 69 kV, Demanda Máxima**

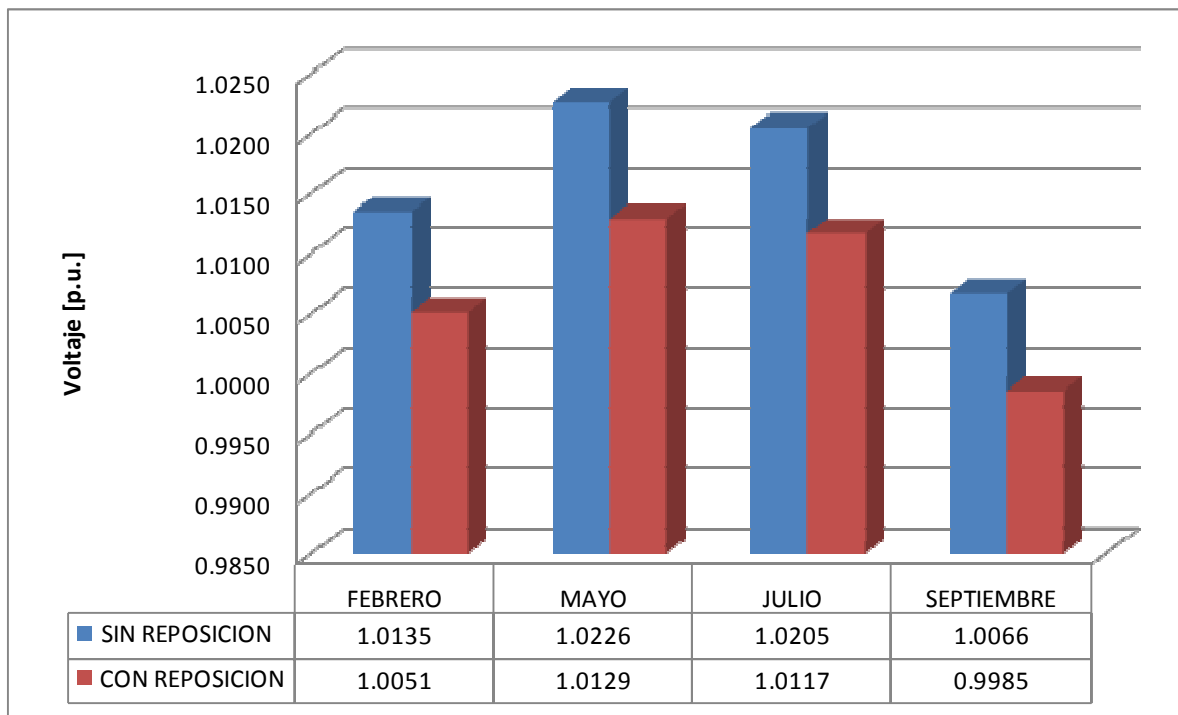
**Tabla 3.19 Voltajes en las Zona de Cuenca-Loja, Loja 69 kV**

MES	DEMANDA	SIN REPOSICION	CON REPOSICION
		[p.u.]	[p.u.]
Febrero	Mínima	0.9878	0.9828
	Media	1.0135	1.0487
	Máxima	1.0203	1.0112
Mayo	Mínima	1.0023	0.9933
	Media	1.0226	1.0129
	Máxima	1.0063	0.9992
Julio	Mínima	0.9927	1.0515
	Media	1.0205	1.0117
	Máxima	1.0278	1.0233
Septiembre	Mínima	1.0326	1.0254
	Media	1.0066	0.9985
	Máxima	1.0245	1.0158

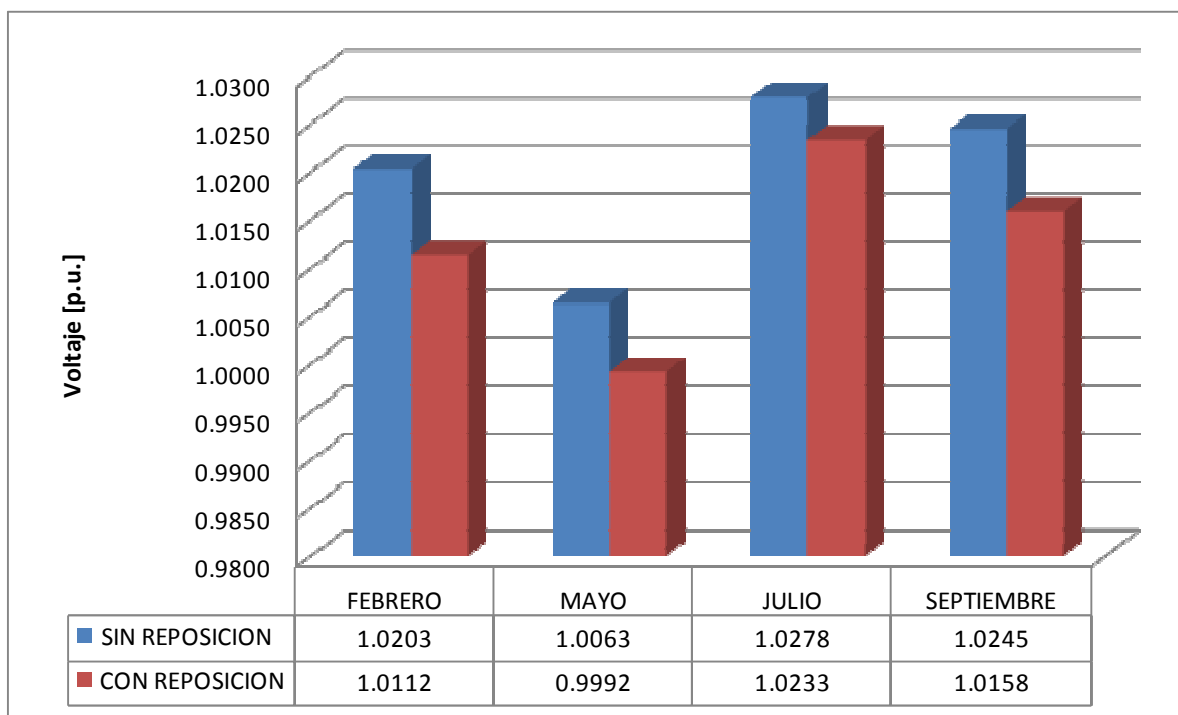


**Figura 3.64 Voltajes en la barra de Loja 69 kV, Demanda Mínima**





**Figura 3.65 Voltajes en la barra de Loja 69 kV, Demanda Media**



**Figura 3.66 Voltajes en la barra de Loja 69 kV, Demanda Máxima**

Los voltajes en las barras de Cuenca toman valores apropiados dentro de la banda de variación de voltaje. La propuesta de reposición tuvo su objetivo en elevar los voltajes que se encuentran próximos al límite inferior. Todo lo contrario sucede en la barra de Loja 69 kV, en donde se produjo una reducción del voltaje, esto fue ocasionado por una disminución del flujo de reactivos que va desde la barra de Cuenca 69 kV hasta la barra en cuestión. El descenso del flujo de reactivos se debe a que se tomo parte de ésta potencia reactiva para provocar el aumento de voltaje en la barra de Cuenca 69 kV.

La sintonización de los taps fijos de los transformadores antes mencionados ocasionaron que los voltajes en las barras débiles mejoren notablemente, además los nuevos posicionamientos provocan un segundo efecto, la reducción de pérdidas de potencia activa, en el siguiente numeral se detallará esta reducción.

### **3.5 REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS**

El redireccionamiento del flujo de reactivos en las zonas antes mencionadas mejora el perfil de voltaje, y como consecuencia de esto, se produce una reducción en las perdidas de potencia activa, a continuación se muestra esta reducción para todos los escenarios analizados y en las zonas donde se producen estas reducciones.

El signo (-) de las pérdidas de potencia reactiva hacen referencia a que las pérdidas son ocasionadas por exceso de componente capacitivo, lo contrario implica que son ocasionadas por componente inductivo.

Tabla 3.20 Reducción de Pérdidas en condiciones de demanda mínima

PERDIDAS		SIN REPOSICION		CON REPOSICION	
MES	ZONA	[MW]	[MVar]	[MW]	[MVar]
FEBRERO	MILAGRO-MACHALA	6.15	-2.46	5.97	-4.30
	QUEVEDO-MANABI	2.79	-17.28	2.76	-17.62
	QUITO	2.23	14.41	2.20	13.31
	SAN FRANCISCO	2.53	-20.05	2.45	-21.18
MAYO	MILAGRO-MACHALA	5.35	-5.43	5.21	-6.95
	QUEVEDO-MANABI	3.11	-6.41	3.1	-6.76
	QUITO	2.03	13.34	2.01	12.62
	SAN FRANCISCO	5.09	16.73	5	15.9
JULIO	MILAGRO-MACHALA	3.51	-18.88	3.5	-19.04
	QUEVEDO-MANABI	1.29	-27.69	1.3	-27.7
	QUITO	1.67	7.87	1.64	6.98
	SAN FRANCISCO	5.03	16.85	4.91	15.59
SEPTIEMBRE	MILAGRO-MACHALA	6.28	0.05	6.13	-1.46
	QUEVEDO-MANABI	2.7	-18.81	2.66	-19.59
	QUITO	2.45	50.96	2.43	50.26
	SAN FRANCISCO	3.52	2.78	3.44	1.7

Tabla 3.21 Reducción de Pérdidas en condiciones de demanda media

PÉRDIDAS		SIN REPOSICION		CON REPOSICION	
MES	ZONA	[MW]	[MVar]	[MW]	[MVar]
FEBRERO	MILAGRO-MACHALA	7.12	0.60	7.00	-0.78
FEBRERO	QUEVEDO-MANABI	4.33	-3.13	4.30	-3.58
FEBRERO	QUITO	3.51	35.13	3.45	33.65
FEBRERO	SAN FRANCISCO	2.69	-18.38	2.63	-19.41
MAYO	MILAGRO-MACHALA	6.2	-1.9	6.18	-1.7
MAYO	QUEVEDO-MANABI	5.84	10.24	5.81	9.79
MAYO	QUITO	3.11	25.01	3.06	23.83
MAYO	SAN FRANCISCO	5.48	21.37	5.34	20.15
JULIO	MILAGRO-MACHALA	6.71	0.51	6.58	-0.99
JULIO	QUEVEDO-MANABI	4.38	-0.19	4.35	-0.6
JULIO	QUITO	3.16	36.09	3.1	34.62
JULIO	SAN FRANCISCO	5.03	18.64	4.96	17.89
SEPTIEMBRE	MILAGRO-MACHALA	6.98	3.53	6.78	1.74
SEPTIEMBRE	QUEVEDO-MANABI	5.39	-0.56	5.34	-1.08
SEPTIEMBRE	QUITO	2.88	44.53	2.83	43.19
SEPTIEMBRE	SAN FRANCISCO	4.38	4.59	4.28	3.5

**Tabla 3.22 Reducción de Pérdidas en condiciones de demanda máxima**

PERDIDAS		SIN REPOSICION		CON REPOSICION	
MES	ZONA	[MW]	[MVA <sub>r</sub> ]	[MW]	[MVA <sub>r</sub> ]
FEBRERO	MILAGRO-MACHALA	7.55	2.36	7.36	1.85
	QUEVEDO-MANABI	8.19	26.12	8.10	25.26
	QUITO	4.44	62.11	4.38	60.00
	SAN FRANCISCO	5.35	-11.86	5.15	-13.47
MAYO	MILAGRO-MACHALA	6.8	0.6	6.67	-1.07
	QUEVEDO-MANABI	10.16	43.87	9.98	42.24
	QUITO	4.84	64.98	4.74	62.07
	SAN FRANCISCO	8.98	28.27	8.55	25.52
JULIO	MILAGRO-MACHALA	7.33	2.19	7.32	2.13
	QUEVEDO-MANABI	7.78	17.17	7.78	17.11
	QUITO	4.62	64.44	4.56	63.83
	SAN FRANCISCO	6.17	19.41	6.05	18.51
SEPTIEMBRE	MILAGRO-MACHALA	7.9	4.33	7.8	3.69
	QUEVEDO-MANABI	9.67	26.4	9.55	25.39
	QUITO	4.83	71.9	4.76	69.41
	SAN FRANCISCO	7.46	21.8	7.17	20.02

La respuesta de las reposiciones propuestas en la reducción de las pérdidas se aprecia directamente en las zonas identificadas con problemas de nivel de voltaje, pero además se ve una disminución de las pérdidas de forma indirecta en la Zona de Quito, ya que las reposiciones propuestas ocasionan un redireccionamiento del flujo de reactivos en todo el anillo de 230 kV. A continuación se muestra las pérdidas totales, luego del reposicionamiento propuesto.

Tabla 3.23 Reducción de Pérdidas Totales

PERDIDAS			SIN REPOSICION		CON REPOSICION	
MES	DEMANDA	ZONA	[MW]	[MVAr]	[MW]	[MVAr]
Febrero	Mínima	TOTAL	36.14	-433.72	35.92	-444.37
	Media	TOTAL	54.14	-307.33	53.72	-318.39
	Máxima	TOTAL	86.47	117.87	85.18	93.70
Mayo	Mínima	TOTAL	33.82	-310.67	33.48	-317.34
	Media	TOTAL	65.93	-33.11	65.41	-39.9
	Máxima	TOTAL	92.32	169.93	90.55	142.18
Julio	Mínima	TOTAL	57.26	-167.47	56.89	-169.26
	Media	TOTAL	68.11	38.72	67.51	29.03
	Máxima	TOTAL	92.15	175.5	91.58	173.63
Septiembre	Mínima	TOTAL	43.01	-323.94	42.56	-353.53
	Media	TOTAL	50.77	-219.75	50.11	-231.3
	Máxima	TOTAL	95.85	177.47	94.84	161.01

Se puede apreciar que la reposición propuesta ocasiona una reducción de alrededor de 1 MW para todos los escenarios de demanda y para los diferentes meses simulados.

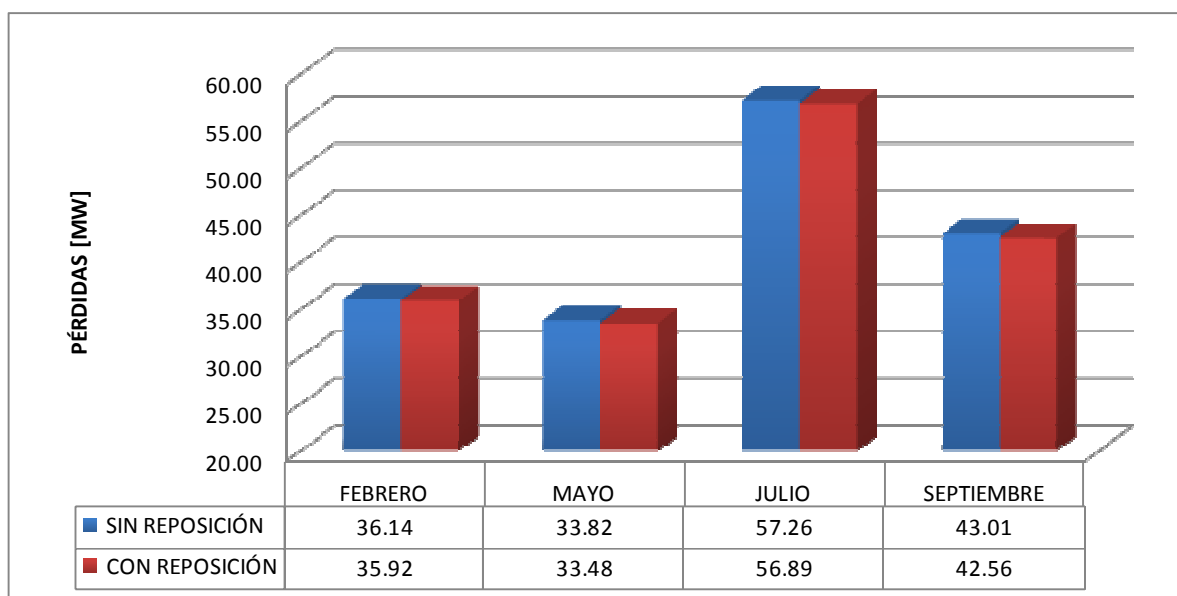
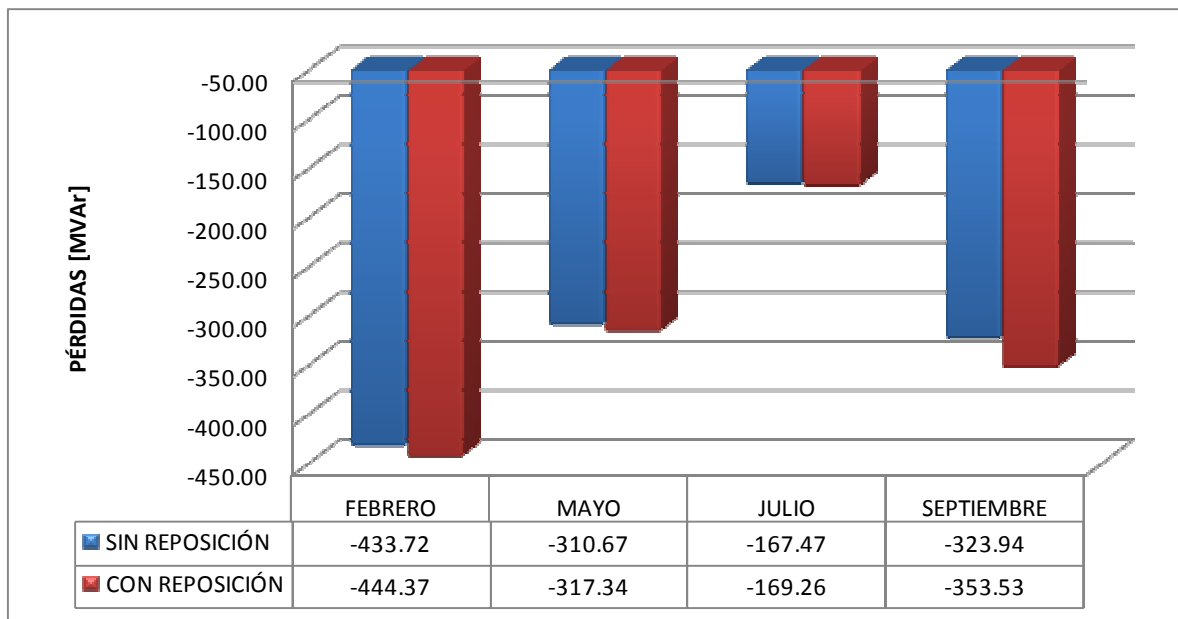
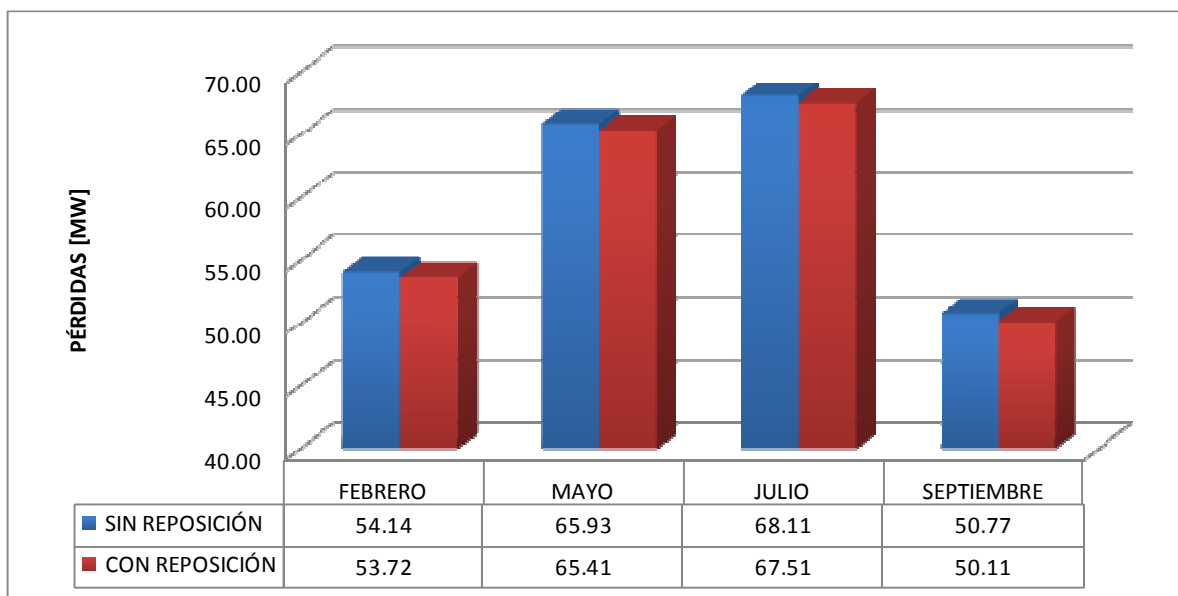


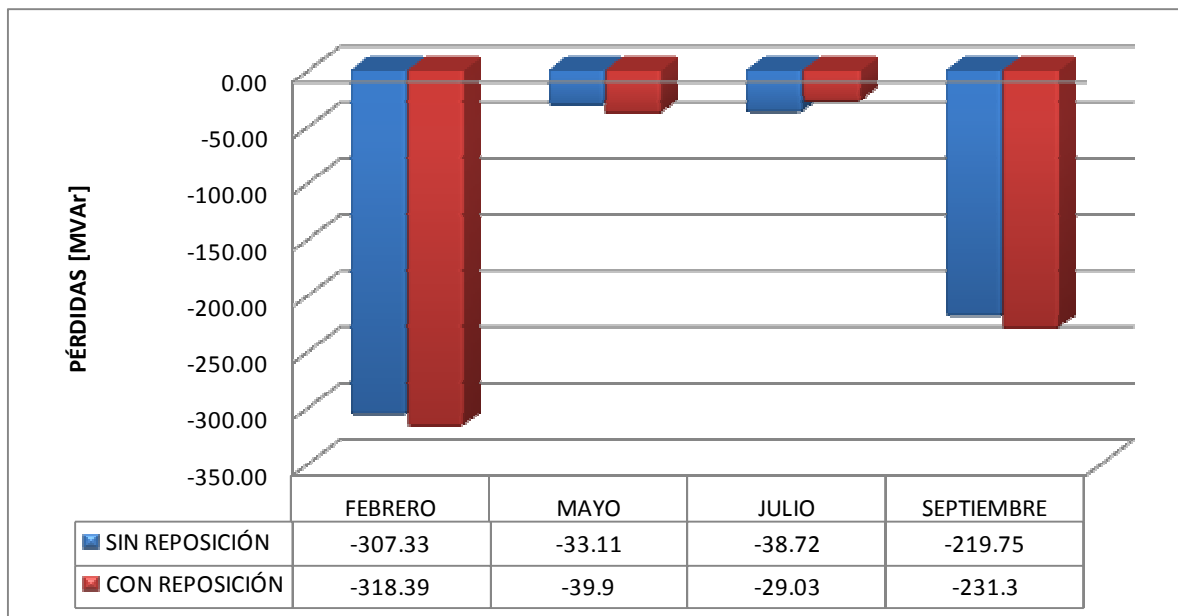
Figura 3.67 Pérdidas Totales del Sistema [MW], Demanda Mínima



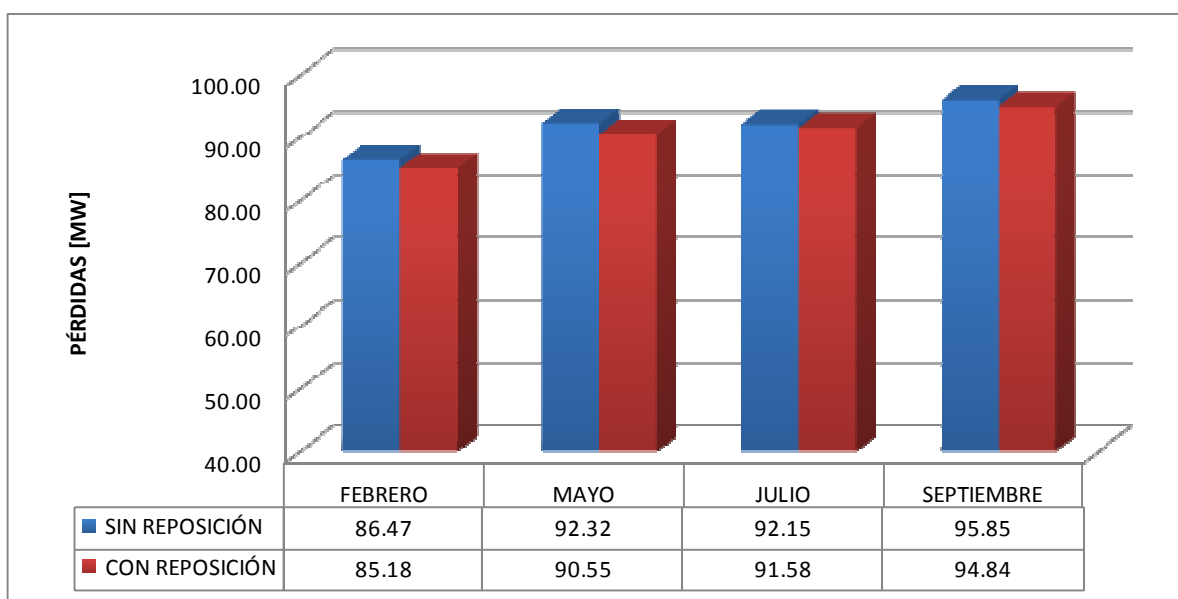
**Figura 3.68 Pérdidas Totales del Sistema [MVar], Demanda Mínima**



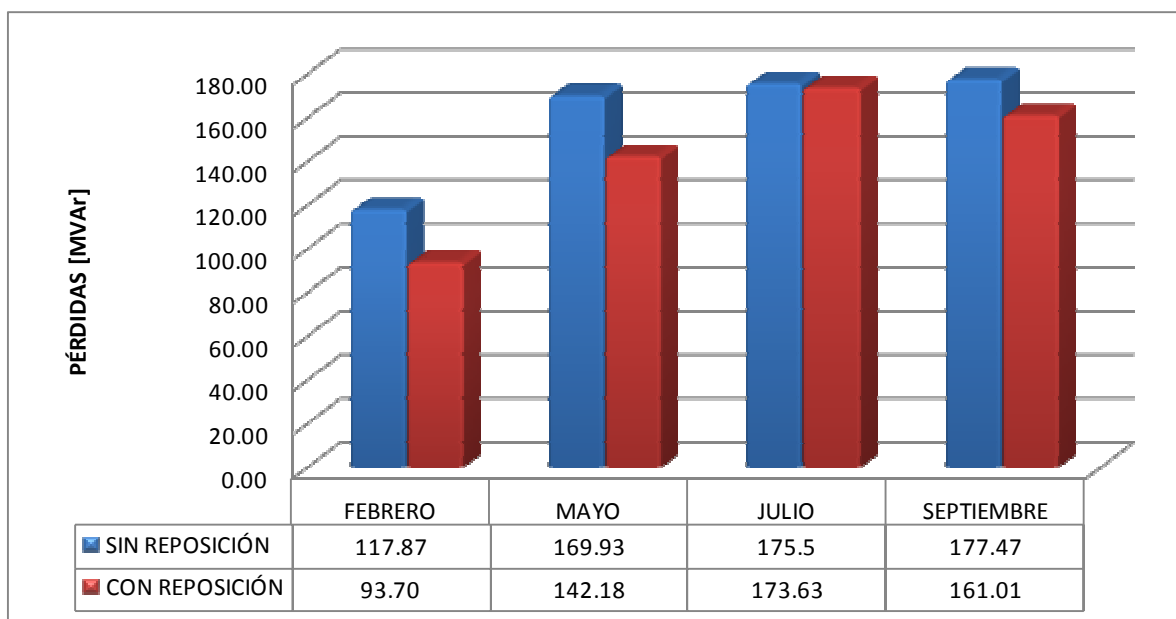
**Figura 3.69 Pérdidas Totales del Sistema [MW], Demanda Media**



**Figura 3.70 Pérdidas Totales del Sistema [MVar], Demanda Media**



**Figura 3.71 Pérdidas Totales del Sistema [MW], Demanda Máxima**



**Figura 3.72 Pérdidas Totales del Sistema [MVar], Demanda Máxima**

La reducción de las pérdidas de potencia activa se pueden apreciar en las figuras 3.67, 3.69 y 3.71 para los diferentes meses analizados ya bajo las diferentes condiciones de demanda, para todos los escenarios ocurre una reducción de alrededor de 1 MW, se debe señalar que las condiciones de operación de los generadores, en cuanto a su despacho no fueron alteradas, los únicos cambios que se realizaron fueron las planteadas en el literal 3.3. En donde se realizaron nuevas corridas de flujo con los nuevos posicionamientos planteados de los taps fijos de los transformadores analizados anteriormente. De modo que la reducción de las pérdidas de potencia activa son consecuencia del mejoramiento de los perfiles de voltaje en el SNI, es decir de la reducción de la caída de voltaje en las diferentes L/T.

El comportamiento de la potencia reactiva es totalmente distinto a la de la potencia activa, en horas de demanda mínima y media se produce un exceso de potencia reactiva capacitiva en el sistema, de modo que la respuesta a las nuevas condiciones operativas de los transformadores (nuevos posicionamientos de taps fijos) dan como resultado un incremento en el flujo de éstos reactivos, consecuentemente un



aumento en las pérdidas de potencia reactiva tal como se puede apreciar en las figuras 3.68 y 3.70.

En horas de demanda máxima se puede apreciar una reducción de las pérdidas de potencia reactiva, ya que en estas horas existe un predominio de potencia inductiva dada por la demanda del sistema, el nuevo posicionamiento de los taps fijos propicia el aprovechamiento de la potencia reactiva capacitiva, es decir, el incremento de los reactivos capacitivos en el sistema, en consecuencia se produce una reducción de estas pérdidas, esto se puede apreciar en la figura 3.72.

### **3.6 NUEVO CASO DE ESTUDIO (SALIDA DE TERMO ESMERALDAS)**

Se propone analizar la salida de operación de la Central Térmica de Esmeraldas, salida que es provista por labores de mantenimiento, este mantenimiento se inicia generalmente en los primeros días de Mayo, por lo que se tomo de referencia el mismo escenario de estudio, y donde se incorporo las siguientes consideraciones:

- El nuevo caso de estudio considera la nueva sintonización de taps fijos como punto de partida.
- Salida de operación de TERMOESMERALDAS para el mes de Mayo.
- Las cargas de Servicios Auxiliares se consideran pero en un 20% de su valor nominal
- Se analizara la posición actual del tap fijo del transformador AA1 de Esmeraldas, con este nuevo escenario es posible que requiera una reposición para aliviar los posibles problemas que se ocasionen por este estado de contingencia.

#### **3.6.1 RESULTADOS**

Luego de sacar a Termoesmeraldas de la simulación para los tres escenarios de demanda se procedió a correr el flujo de potencia mediante el paquete computacional Power Factory donde se produjeron disminución en la magnitud de

voltaje de la barra de Esmeraldas 69 kV, esta disminución pudo ser controlada solo para los escenarios de demanda mínima y media, mediante el aumento de la posición del LTC que posee el transformador AA1 ESMERALDAS ubicado en el Secundario de dicho trafo tridevanado, con la reubicación de estos LTC's se logro elevar el nivel de voltaje hasta que esté dentro de la banda de voltaje establecida por el CONELEC (0.97 – 1.03 para barras de entrega).

La salida de esta central fue asumida por Hidropaute en su totalidad, de modo que el sistema de ecuaciones de flujo de potencia converge.

Para el escenario de demanda máxima esto no ocurrió, el sistema no converge ya que se requiere una posición inferior en el transformador analizado, en este transformador el control de voltaje mediante los taps fijos ubicados en el lado de alto voltaje es de forma inversa, es decir se requiere bajar la posición actual de dicho tap, de modo que se procedió a realizar la siguiente propuesta:

**Tabla 3.24 Posiciones de los taps fijos transformador AA1 Esmeraldas**

TRANSFORMADOR	Posiciones Taps Fijos				
	Nom	Min	Max	Antes	Propuesto
AA1 ESMERALDAS	3	1	5	3	2

La propuesta tiene las siguientes justificaciones:

- En horas de demanda mínima y media, el LTC del transformador AA1 tendrá que estar en sus posiciones más bajas, ya sea en este caso de contingencia o en cualquiera de los simulados anteriormente, ya que al bajar los dos taps, el fijo y el LTC a la vez, se tiene un efecto de anulación mutua.
- En horas de demanda máxima el LTC se ubicara en las posiciones más elevadas en este caso de contingencia, y cerca de la posición nominal para cualquier escenario del sistema.

Una vez realizada la simulación con las consideraciones mencionadas anteriormente se obtienen buenos resultados para los escenarios de demanda mínima y máxima, no así para el de demanda máxima, donde se tiene un nivel de voltaje inferior a 0.97 p.u (límite inferior), pero por tratarse de una caso de contingencia se puede considerar como aceptable, a continuación se muestran las graficas de la zona analizada y bajo las diferentes demandas simuladas.

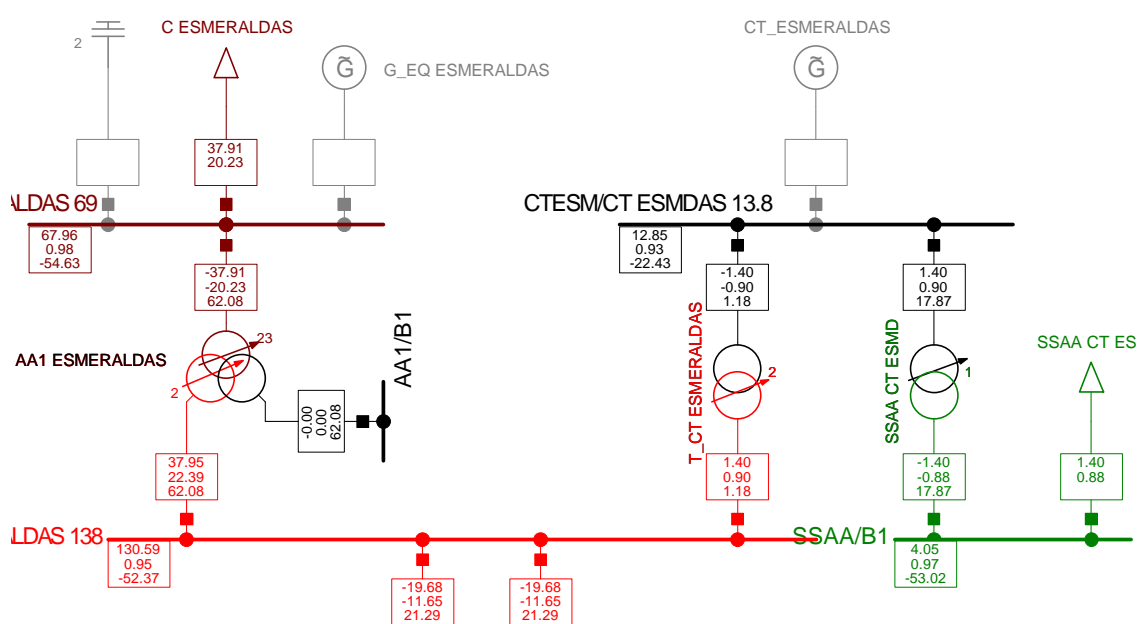


Figura 3.73 Diagrama unifilar Zona Esmeraldas – Sto. Domingo, demanda mínima

Tabla 3.25 Voltajes en la zona de Esmeraldas-Sto. Domingo, demanda mínima

DEMANDA	Nombre	VOLTAJES	
		kVnom	p.u.
MINIMA	B1	4.16	0.97
MINIMA	ESMERALDAS 138	138	0.95
MINIMA	ESMERALDAS 69	69	0.98
MINIMA	STO DOMINGO 138	138	1.01
MINIMA	STO DOMINGO 230	230	0.99
MINIMA	STO DOMINGO 69	69	1.02

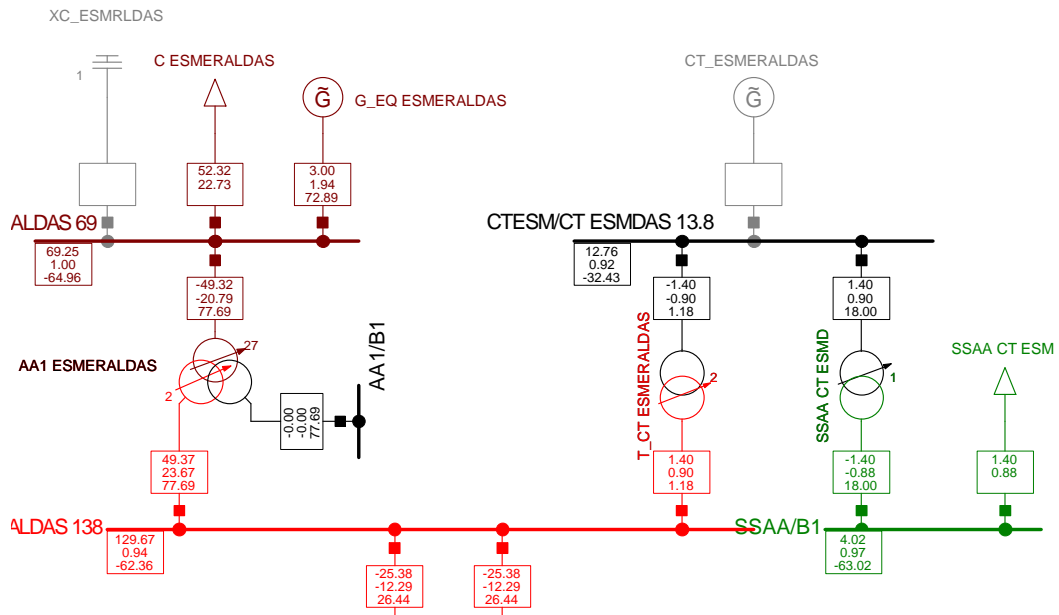


Figura 3.74 Diagrama unifilar Zona Esmeraldas – Sto. Domingo, demanda media

Tabla 3.26 Voltajes en la zona de Esmeraldas-Sto. Domingo, demanda media

DEMANDA	Nombre	VOLTAJES	
		kVnom	p.u.
MEDIA	B1	4.16	0.97
MEDIA	ESMERALDAS 138	138	0.94
MEDIA	ESMERALDAS 69	69	1.00
MEDIA	STO DOMINGO 138	138	1.01
MEDIA	STO DOMINGO 230	230	1.00
MEDIA	STO DOMINGO 69	69	1.03

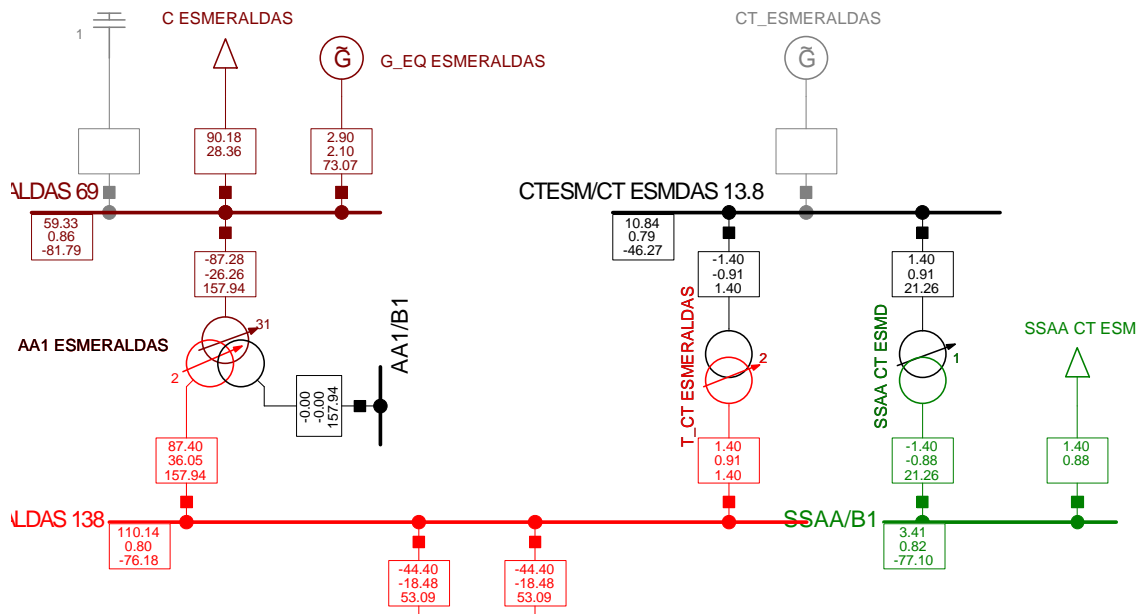


Figura 3.75 Diagrama unifilar Zona Esmeraldas – Sto. Domingo, demanda máxima, sin considerar la entrada en operación del capacitor de 12 MVar.

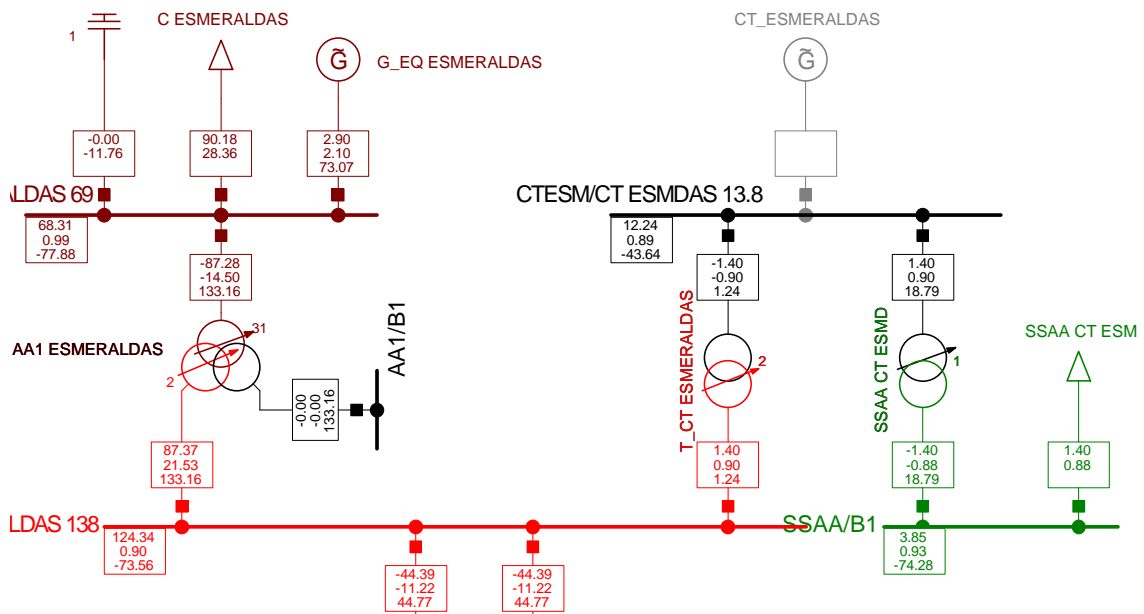


Figura 3.76 Diagrama unifilar Zona Esmeraldas – Sto. Domingo, demanda máxima, considerando la entrada en operación del capacitor de 12 MVar.

**Tabla 3.27 Voltajes en la zona de Esmeraldas-Sto. Domingo, demanda máxima**

DEMANDA	Nombre	VOLTAJES	
		kVnom	p.u.
MAXIMA	B1	4.16	0.90
MAXIMA	ESMERALDAS 138	138	0.87
MAXIMA	ESMERALDAS 69	69	0.96
MAXIMA	STO DOMINGO 138	138	1.00
MAXIMA	STO DOMINGO 230	230	1.00
MAXIMA	STO DOMINGO 69	69	1.01

Para el escenario de demanda máxima se tiene un voltaje inferior a 0.97 p.u. (Límite inferior para 69 kV) en la barra de Esmeraldas, pero sería una condición bastante aceptable, siendo este un caso en el cual no se encuentra operativo el generador de TERMOESMERALDAS, el gran problema se tiene en la barra de 4.16 kV de servicios auxiliares de la Central de generación, en donde el voltaje es de 0.9 p.u.(límites de voltaje  $\pm 3\%$ ), lo que no permitiría operar los equipos que se utilizan para labores de mantenimiento, por lo que para esta hora en especial no se podría realizar labores de mantenimiento.

### 3.7 ANÁLISIS SNI INTERCONEXION

Las simulaciones anteriores permitieron establecer las variaciones de las magnitudes de voltaje en las diferentes barras del SNI, identificar las zonas y barras más débiles, y proponer una nueva ubicación para los taps fijos que inciden directamente sobre dichas zonas considerando la Interconexión con Colombia, de manera que se mejoró la calidad de energía en cuanto a nivel de voltaje para las diferentes barras señaladas anteriormente.

Es importante analizar los niveles de voltaje ante un caso de contingencia, como lo es la salida de la interconexión con Colombia. El Sistema de Generación Ecuatoriano

debería ser capaz de soportar esa salida de funcionamiento, y responder de inmediato con unidades de generación para suplir la pérdida de potencia.

Los casos de estudio analizados fueron los siguientes:

- Febrero
  - a) Demanda Mínima: 70 MW de Importación
  - b) Demanda Media: 70 MW de Importación
  - c) Demanda Máxima: 180 MW de Importación
  
- Mayo
  - a) Demanda máxima: 80 MW de Importación
  
- Julio
  - a) Demanda máxima: 80 MW de importación
  
- Septiembre
  - a) Demanda Mínima: 266.8 MW de Importación
  - b) Demanda Media: 160 MW de Importación
  - c) Demanda Máxima: 112 MW de Importación

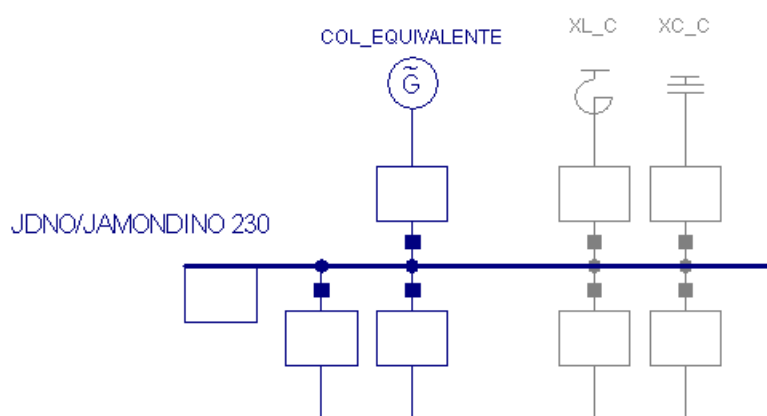
### **3.7.1 CONSIDERACIONES**

- El presente análisis considera la nueva sintonización de taps fijos para todos los escenarios simulados y bajo las diferentes condiciones de demanda.
  
- La no importación implica una gran pérdida de potencia activa, pero más importante es la pérdida de reactivos. Por lo que, las líneas de transmisión Pomasqui-Jamondino quedarán energizadas y serán una fuente de reactivos para el SNI,

- Una vez que se pierda la interconexión las unidades disponibles en el parque térmico que posee nuestro país deberán asumir dicha salida, por lo que se pondrán en línea varios generadores, y se considerarán los generadores de emergencia adquiridos para el estiaje del año pasado, ubicados en las barras de Pascuales, San Elena y en Quevedo.
- Se considera la operación de una unidad de Mazar, ya que la otra no entrara en funcionamiento este año debido a problemas en el rotor.

### 3.7.2 RESPUESTA DEL SISTEMA DE GENERACIÓN

Se procedió a sacar de operación el generador equivalente de Colombia, ubicado en la barra de Jamondino, sin desconectar la Línea Pomasqui-Jamondino por soporte de reactivos para el sistema.



**Figura 3.77 Generador Equivalente Colombiano**

En los casos de estudio analizados se presentaron las siguientes maniobras:

- **Febrero**

- a) ***Demanda Mínima:***

La no importación de 70 MW del lado Colombiano fue asumida en su totalidad por Paute.



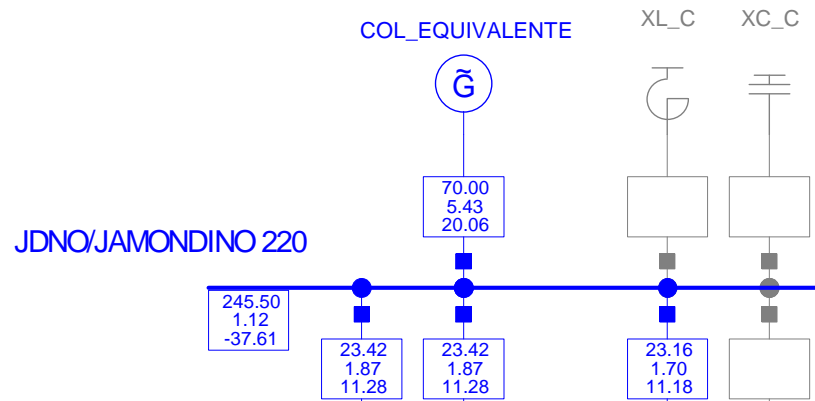


Figura 3.78 Interconexión con Colombia.

La figura 3.78 muestra las condiciones de voltaje en la barra de Jamondino cuando se realiza la importación de potencia desde el lado colombiano. Las tres líneas se encuentran operativas y son una fuente de reactivos muy importante.

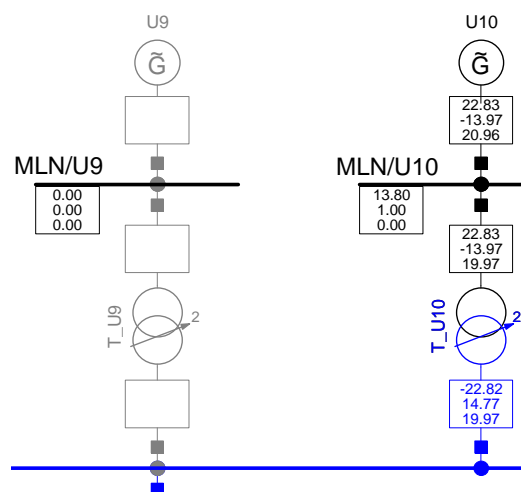


Figura 3.79 Generador Oscilante, Paute unidad 10, con interconexión

Bajo condiciones de importación el generador oscilante de Paute se encuentra entregando 22.83 MW y trabaja en condición de subexcitación, la figura 3.80 muestra la operación de la unidad en cuestión bajo esta condición de operación.

El generador oscilante de Paute sufre un cambio en su punto de operación, la figura 3.80 muestra el punto de operación cuando el sistema eléctrico ecuatoriano importa

70 MW desde Colombia, mientras que la figura 3.82 muestra el nuevo punto de operación al no realizar dicha importación:

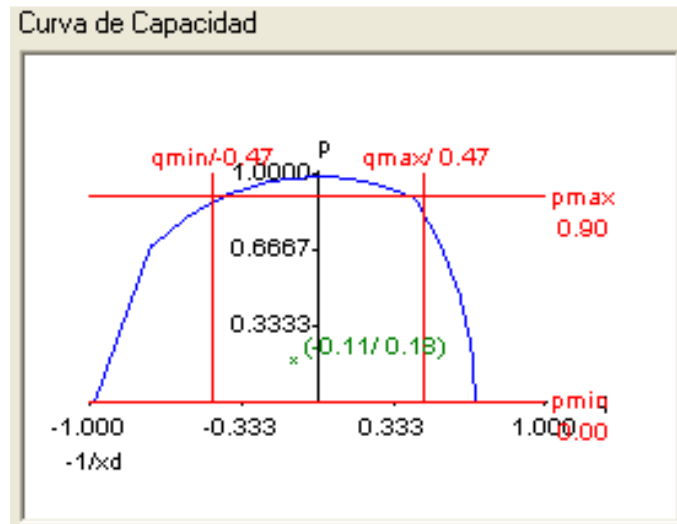


Figura 3.80 Zona Segura Generador Oscilante, Paute, considerando la Interconexión con Colombia

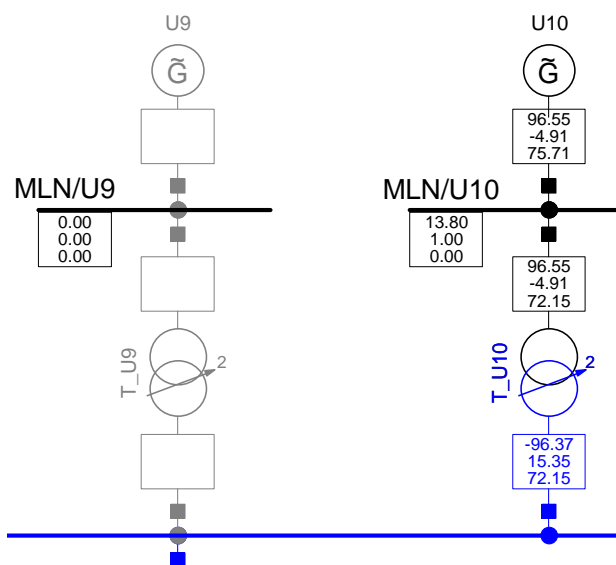


Figura 3.81 Generador Oscilante, Paute unidad 10, sin interconexión

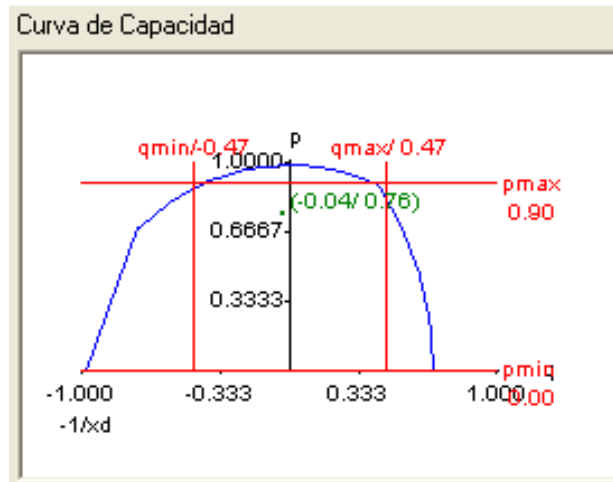


Figura 3.82 Zona Segura Generador Oscilante, Paute, sin considerar la Interconexión con Colombia

**b) Demanda Media:**

La no importación de 70 MW del lado Colombiano fue asumida en su totalidad por Paute.

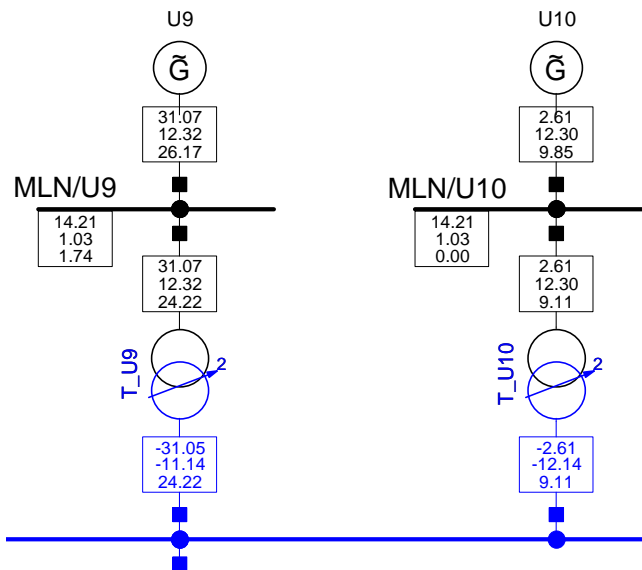


Figura 3.83 Generador Oscilante, Paute unidad 10, con interconexión

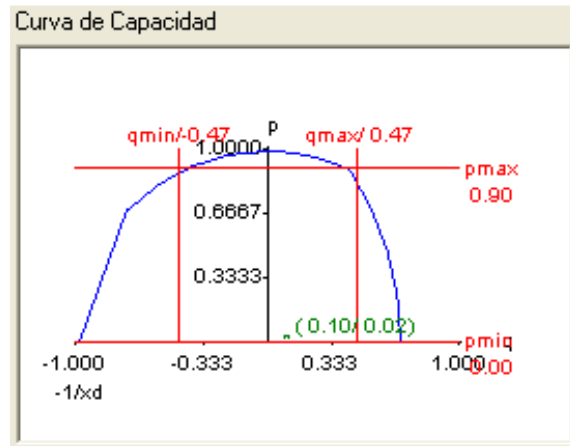


Figura 3.84 Zona Segura Generador Oscilante, Paute, considerando la Interconexión con Colombia

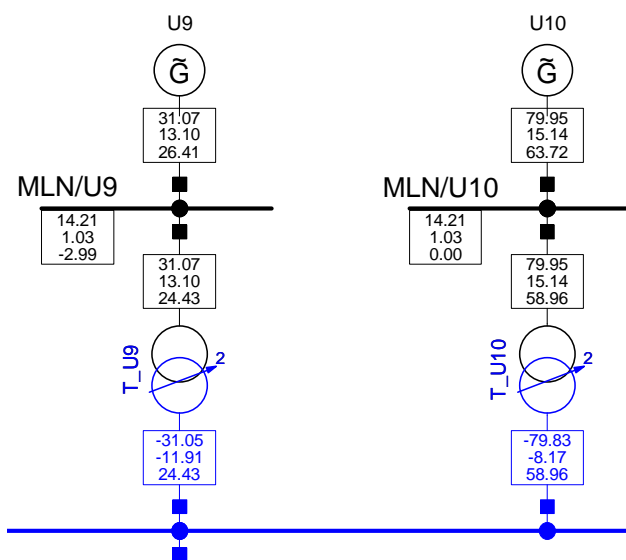
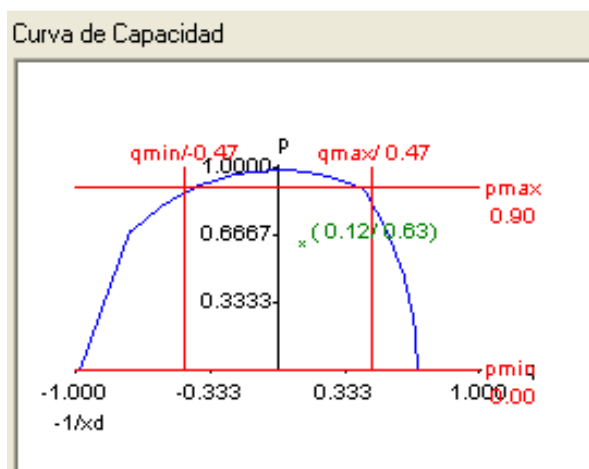


Figura 3.85 Generador Oscilante, Paute unidad 10, sin interconexión



**Figura 3.86 Zona Segura Generador Oscilante, Paute, sin considerar la Interconexión con Colombia**

**c) Demanda Máxima:**

La no importación de 180 MW del lado Colombiano ocasionó que se necesite alrededor de 120 MW de generación, ésta fue repartida de siguiente forma:

- Subir el despacho de 45 MW a 60 MW a los generadores de emergencia ubicados en la barra de Santa Elena.
- Subir de 86 MW a 130 MW los generadores de emergencia ubicados en la barra de Quevedo.
- Subir el despacho de Paute de 892.1 MW a 952.1 MW

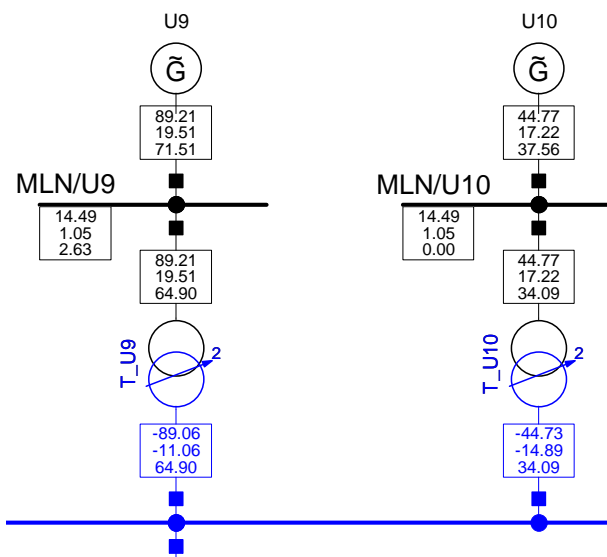


Figura 3.87 Generador Oscilante, Paute unidad 10, con interconexión

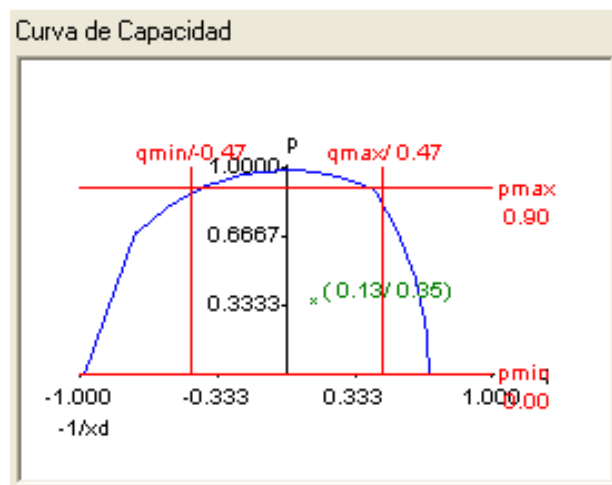


Figura 3.88 Zona Segura Generador Oscilante, Paute, considerando la Interconexión con Colombia

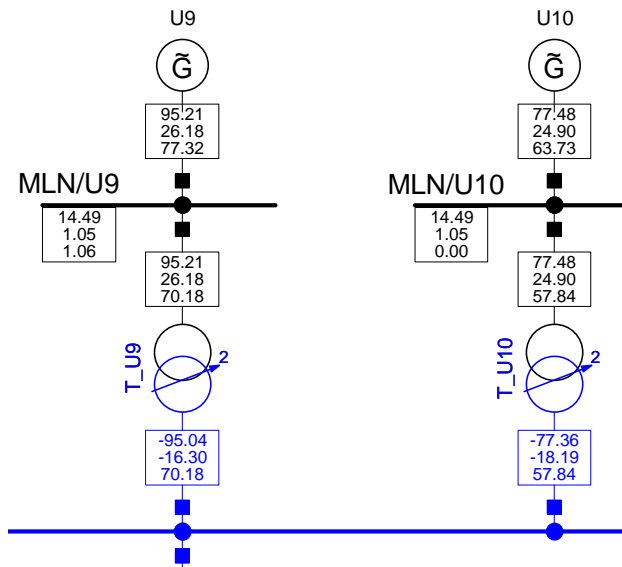


Figura 3.89 Generador Oscilante, Paute unidad 10, sin interconexión

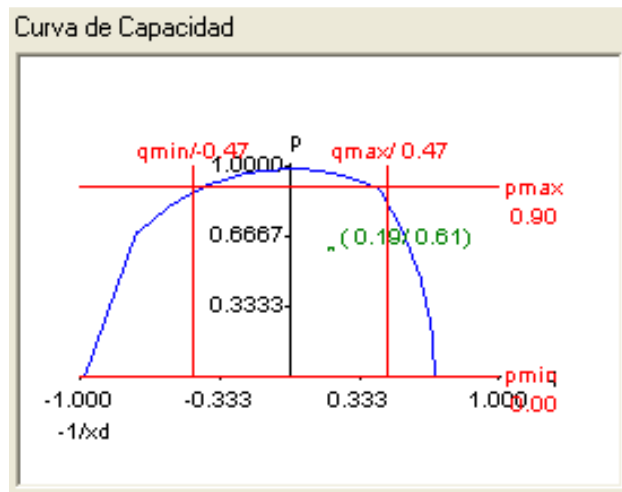


Figura 3.90 Zona Segura Generador Oscilante, Paute, sin considerar la Interconexión con Colombia

- **Mayo**

- a) ***Demanda máxima:***

La no importación de 80 MW del lado Colombiano fue asumida en su totalidad por Paute.

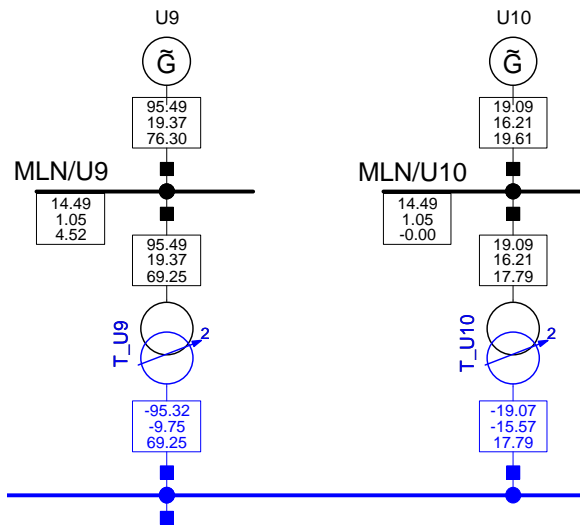


Figura 3.91 Generador Oscilante, Paute unidad 10, con interconexión

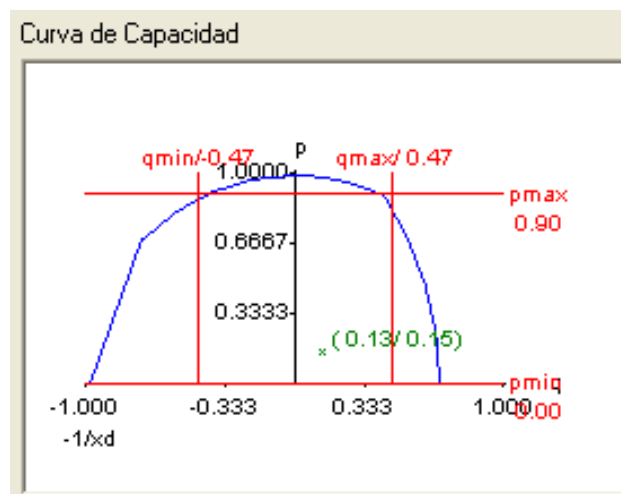


Figura 3.92 Zona Segura Generador Oscilante, Paute, considerando la Interconexión con Colombia



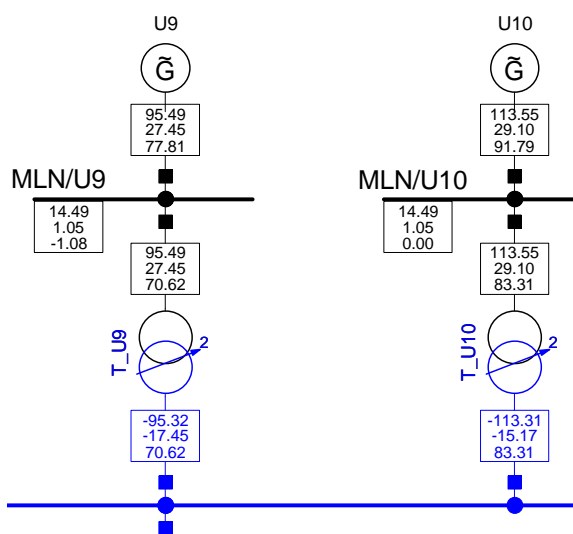


Figura 3.93 Generador Oscilante, Paute unidad 10, sin interconexión

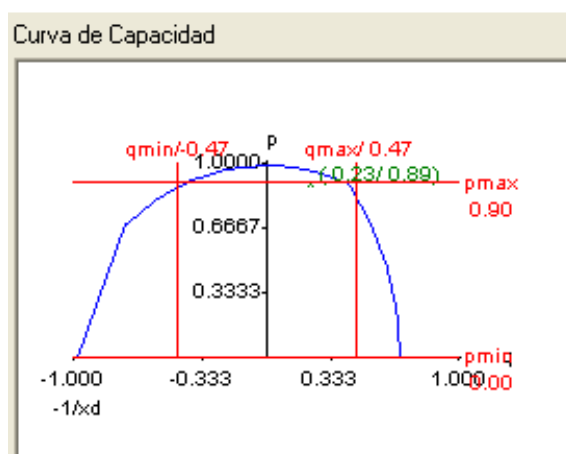


Figura 3.94 Zona Segura Generador Oscilante, Paute, sin considerar la Interconexión con Colombia

- Julio

- a) *Demanda máxima:*

La no importación de 80 MW fue repartida de la siguiente forma:

- Entrada de operación de las unidades 2 y 3 de Ulyseas II,  $2 \times 10.5$  MW.
- El resto fue asumido por el generador oscilante de Paute.

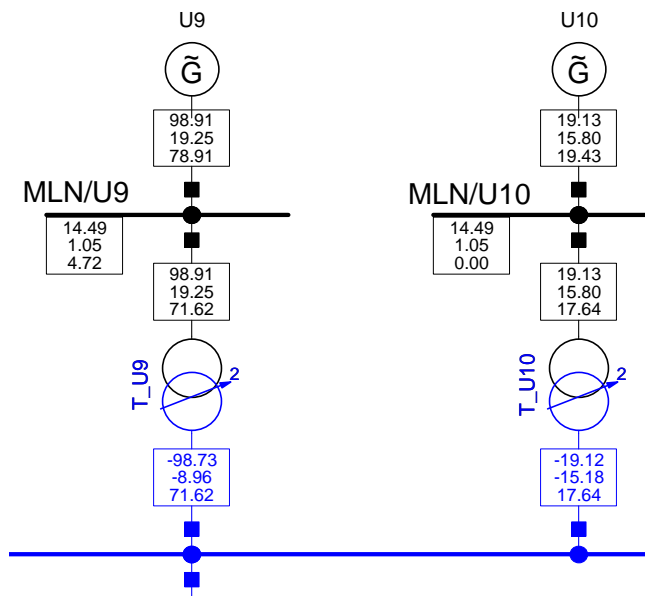


Figura 3.95 Generador Oscilante, Paute unidad 10, con interconexión

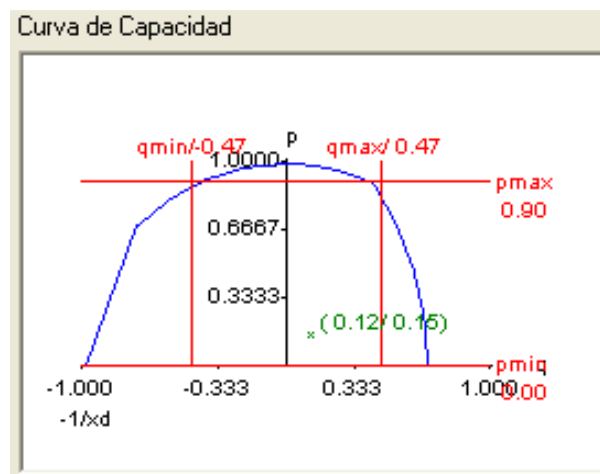


Figura 3.96 Zona Segura Generador Oscilante, Paute, considerando la Interconexión con Colombia

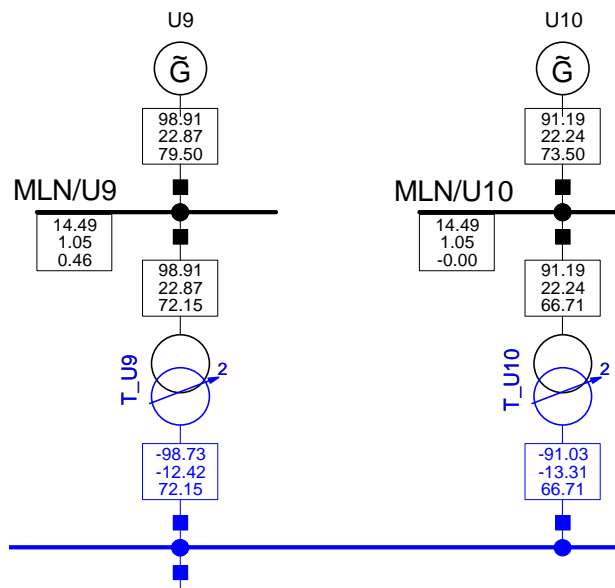


Figura 3.97 Generador Oscilante, Paute unidad 10, sin interconexión

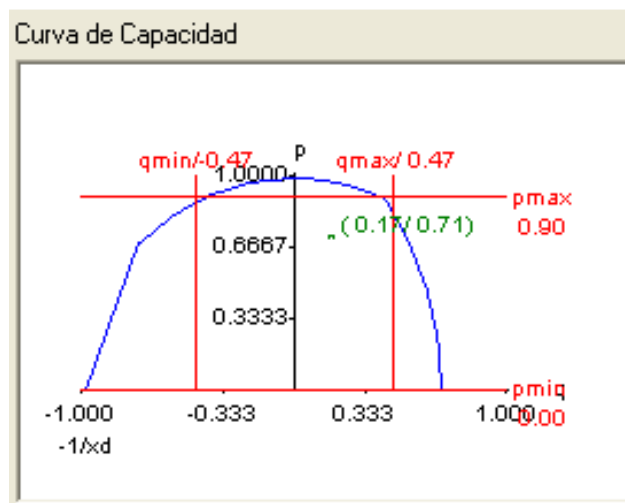


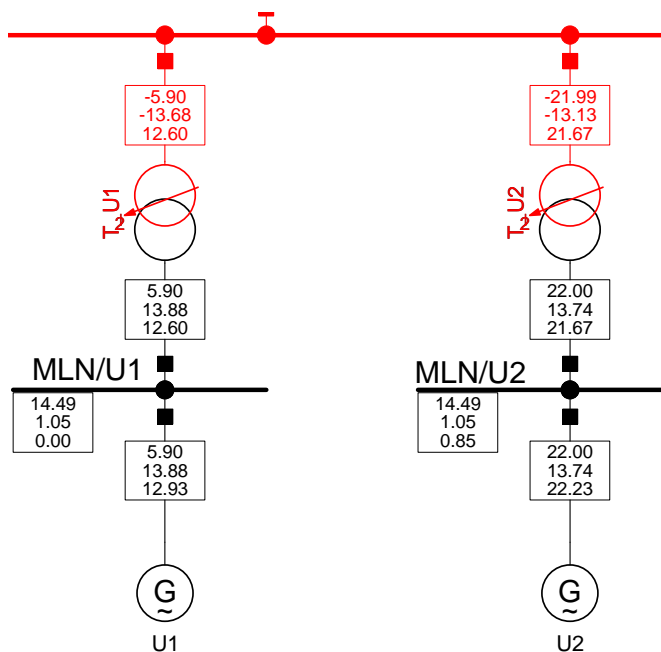
Figura 3.98 Zona Segura Generador Oscilante, Paute, sin considerar la Interconexión con Colombia

- **Septiembre**

- a) ***Demanda Mínima:***

Se requiere alrededor de 175 MW de generación del lado ecuatoriano que fue repartido de la siguiente forma:

- Entrada de 100 MW los generadores de emergencia ubicados en la barra de Quevedo
- Entrada de 73 MW por parte de la TG2 de Gonzalo Zevallos
- El resto fue asumido por el generador oscilante de Paute.



**Figura 3.99 Generador Oscilante, Paute unidad 1, con interconexión**

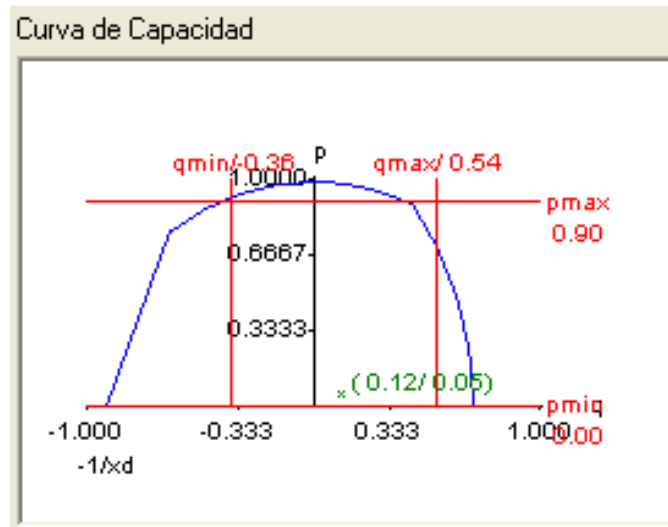


Figura 3.100 Zona Segura Generador Oscilante, Paute, considerando la Interconexión con Colombia

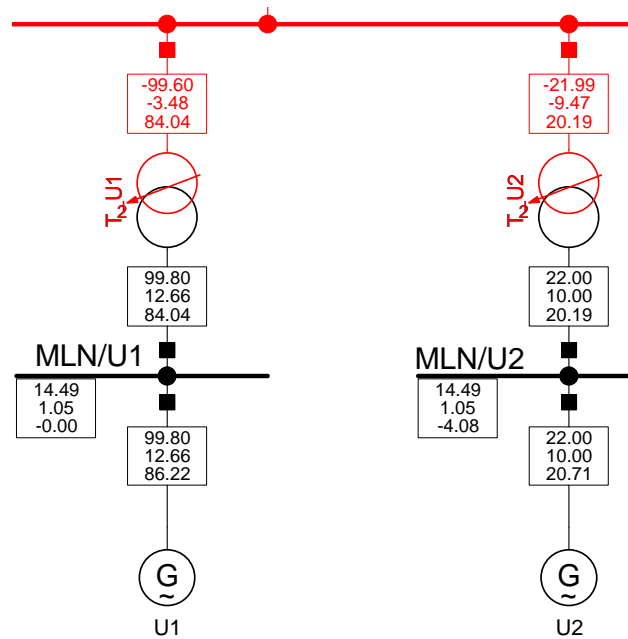
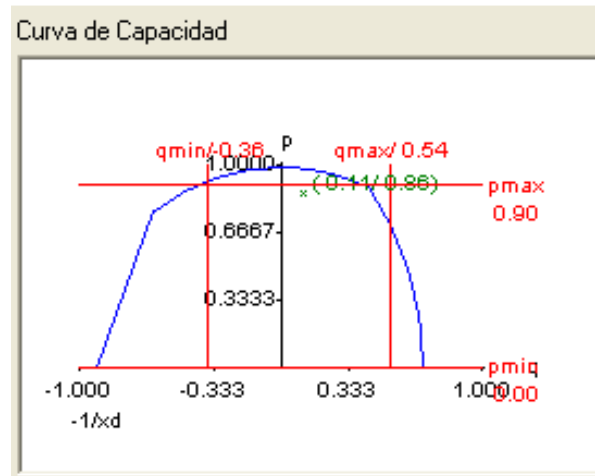


Figura 3.101 Generador Oscilante, Paute unidad 1, sin interconexión

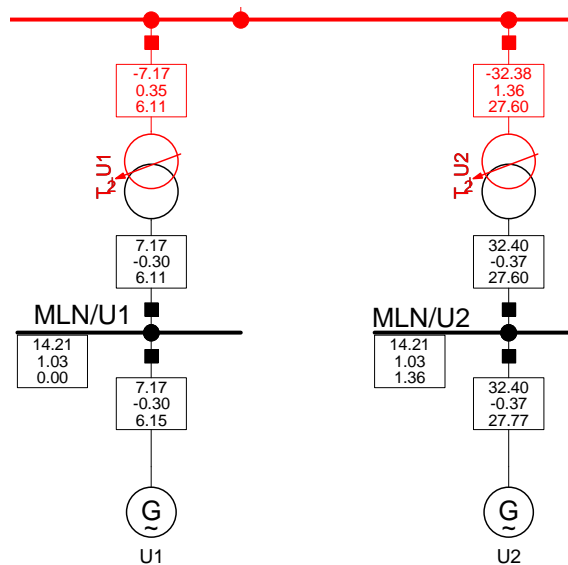


**Figura 3.102 Zona Segura Generador Oscilante, Paute, sin considerar la Interconexión con Colombia**

**b) Demanda Media:**

Se requiere alrededor de 90 MW de generación del lado ecuatoriano que fue repartido de la siguiente forma:

- Entrada de operación de las unidades 2 y 3 de Ulyseas II, 2x10.5 MW.
- Entrada de 70 MW por parte de la Central Trinitaria.
- El resto fue asumido por el generador oscilante de Paute.



**Figura 3.103 Generador Oscilante, Paute unidad 1, con interconexión**

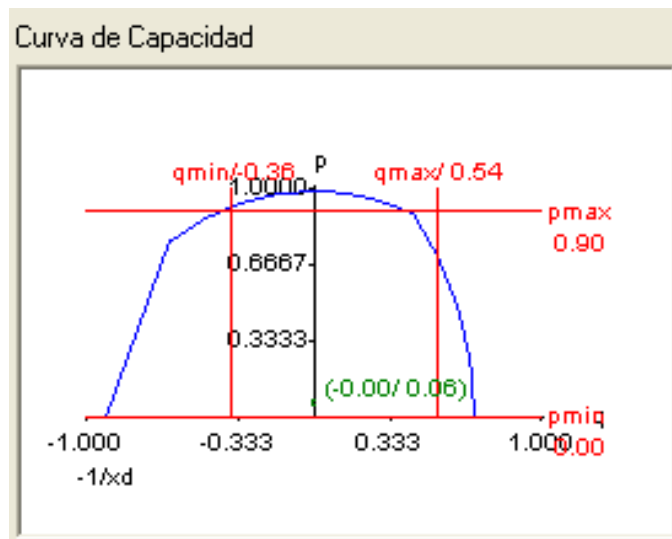


Figura 3.104 Zona Segura Generador Oscilante, Paute, considerando la Interconexión con Colombia

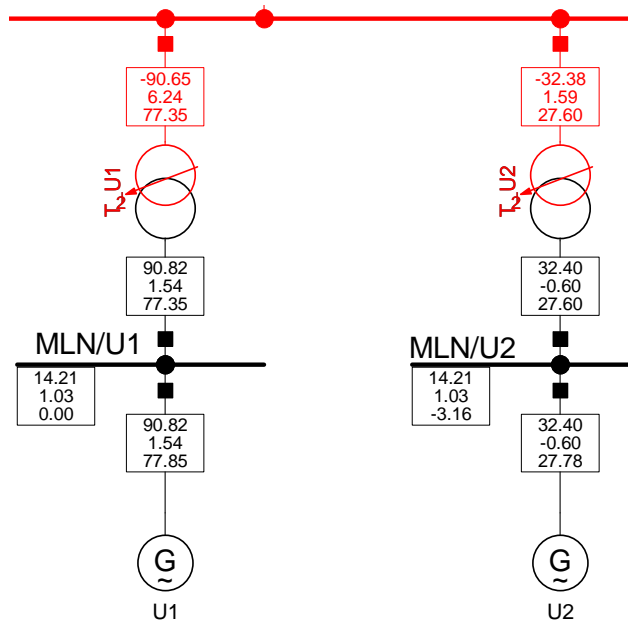
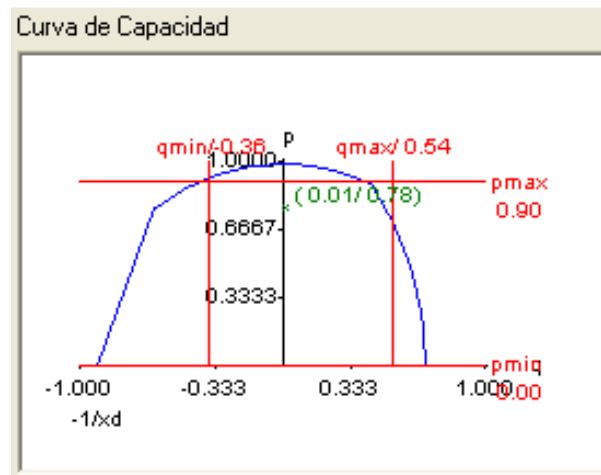


Figura 3.105 Generador Oscilante, Paute unidad 1, sin interconexión



**Figura 3.106 Zona Segura Generador Oscilante, Paute, sin considerar la Interconexión con Colombia**

**c) Demanda Máxima:**

Se requiere alrededor de 90 MW de generación del lado ecuatoriano que fue repartido de la siguiente forma:

- Entrada de operación de las unidades 2 y 3 de Ulyseas II, 2x10.5 MW.
- Entrada en operación de las unidades 1 y 3 de Electroquil con 40 MW cada una.
- El resto fue asumido por el generador oscilante de Paute.



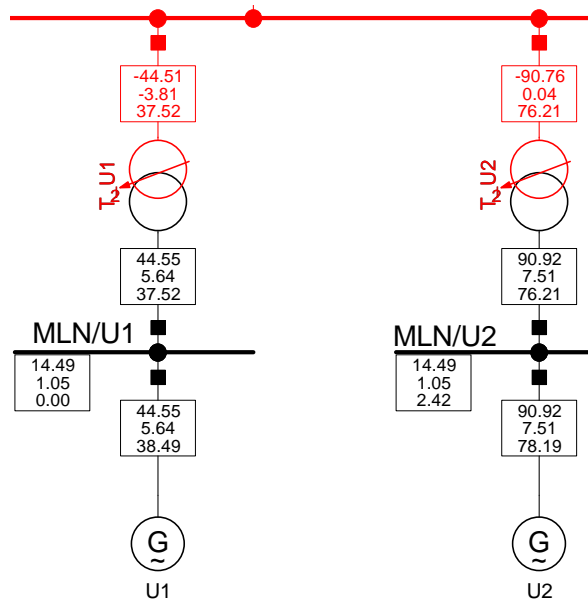


Figura 3.107 Generador Oscilante, Paute unidad 1, con interconexión

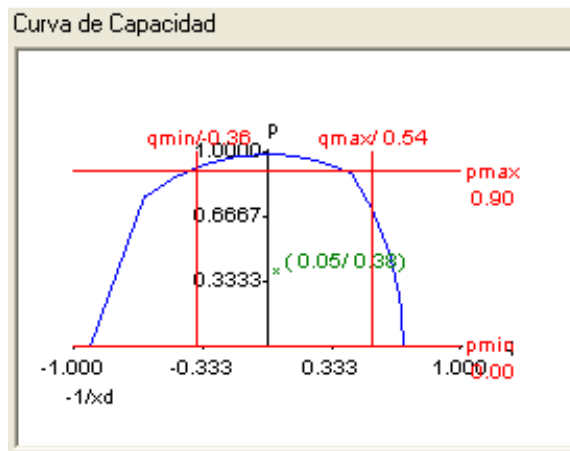


Figura 3.108 Zona Segura Generador Oscilante, Paute, considerando la Interconexión con Colombia

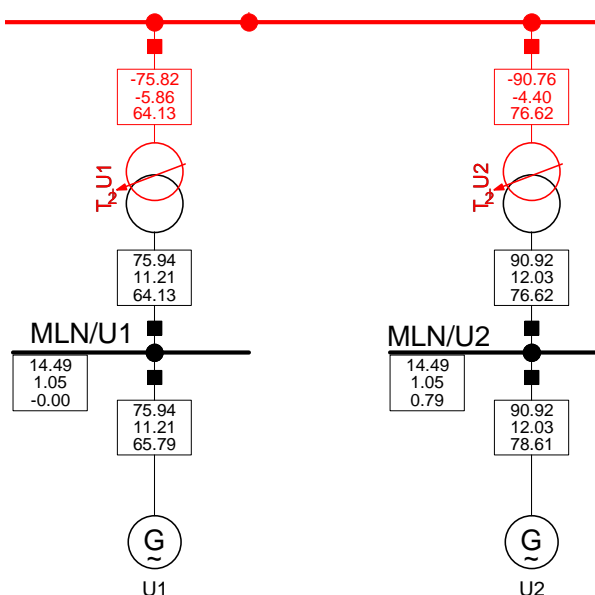


Figura 3.109 Generador Oscilante, Parte unidad 1, sin interconexión

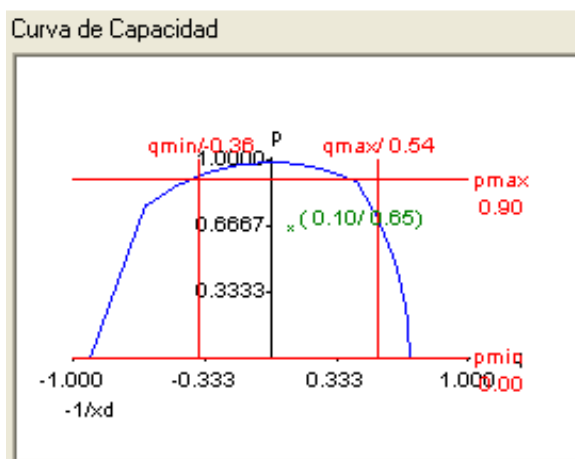


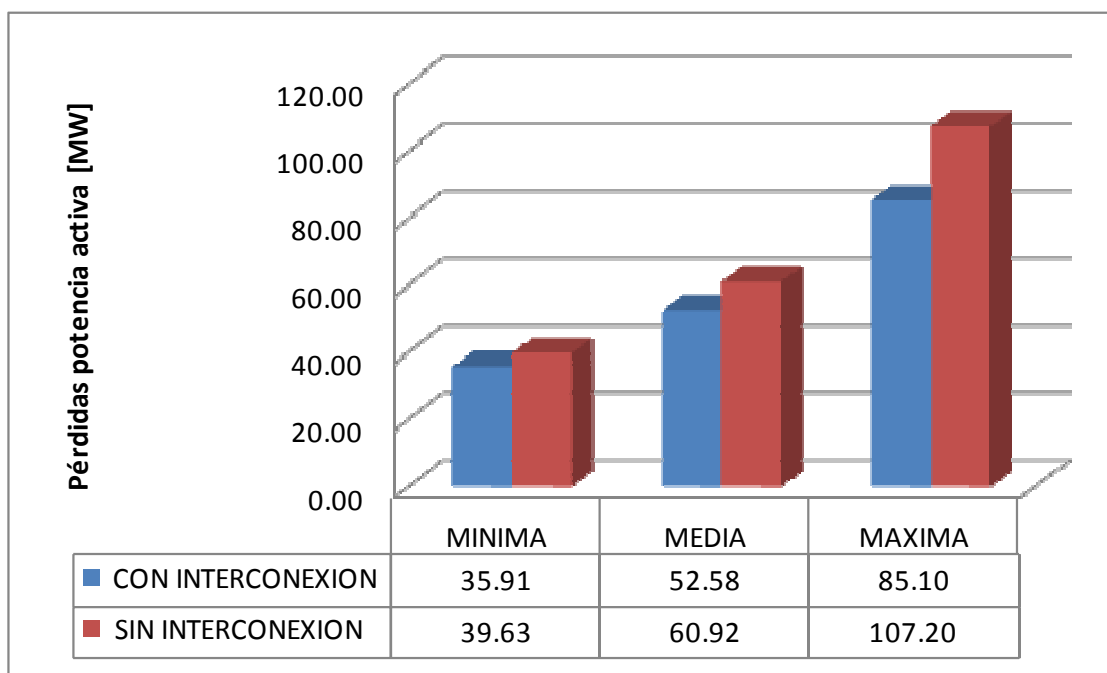
Figura 3.110 Zona Segura Generador Oscilante, Parte, sin considerar la Interconexión con Colombia

Una vez realizadas las corridas de flujo de los casos de estudios planteados no se encontraron violaciones en la banda de voltaje de las diferentes barras señaladas anteriormente con este problema. Los perfiles de voltaje y en sí, el reporte completo del sistema se presentan en el Anexo correspondiente.

A pesar de que no existen violaciones en los niveles de voltaje de las diferentes barras del S.N.I. se produce un incremento en las pérdidas de potencia activa en todos los escenarios analizados, a continuación se tabulan dichos incrementos.

**Tabla 3.28 Incrementos de las pérdidas del sistema, escenario Febrero**

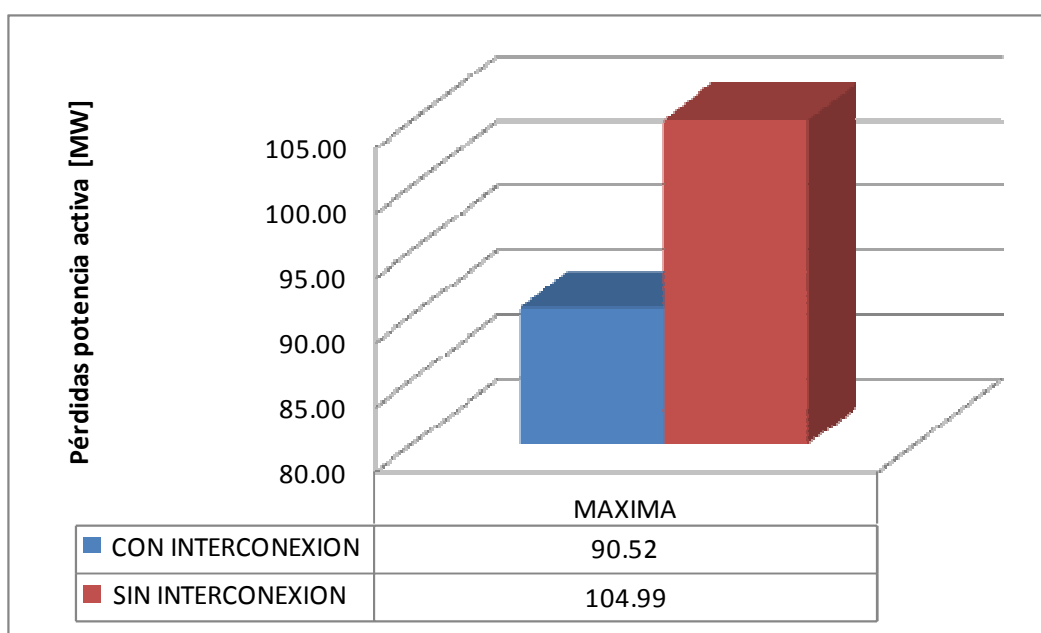
DEMANDA	PERDIDAS				INCREMENTO	
	CON INTERCONEXION		SIN INTERCONEXION		Potencia activa	Potencia reactiva
	[MW]	[MVA <sub>r</sub> ]	[MW]	[MVA <sub>r</sub> ]	[%]	[%]
MINIMA	35.91	-444.67	39.63	-389.69	10.36	-12.36
MEDIA	52.58	-321.83	60.92	-225.64	15.86	-29.89
MAXIMA	85.10	90.78	107.20	308.03	25.97	239.31



**Figura 3.111 Incrementos de potencia activa, diferentes escenarios de demanda**

**Tabla 3.29 Incrementos de las pérdidas del sistema, escenario Mayo**

DEMANDA	PERDIDAS				INCREMENTO	
	CON INTERCONEXION		SIN INTERCONEXION		Potencia activa	Potencia reactiva
	[MW]	[MVA <sub>r</sub> ]	[MW]	[MVA <sub>r</sub> ]	[%]	[%]
MAXIMA	90.69	97.19	103.74	260.22	14.39	167.74



**Figura 3.112 Incrementos de potencia activa, mayo demanda máxima**

**Tabla 3.30 Incrementos de las pérdidas del sistema, escenario Julio**

DEMANDA	PERDIDAS				INCREMENTO	
	CON INTERCONEXION		SIN INTERCONEXION		Potencia activa	Potencia reactiva
	[MW]	[MVA <sub>r</sub> ]	[MW]	[MVA <sub>r</sub> ]	[%]	[%]
MAXIMA	90.52	140.45	104.99	277.65	15.99	97.69

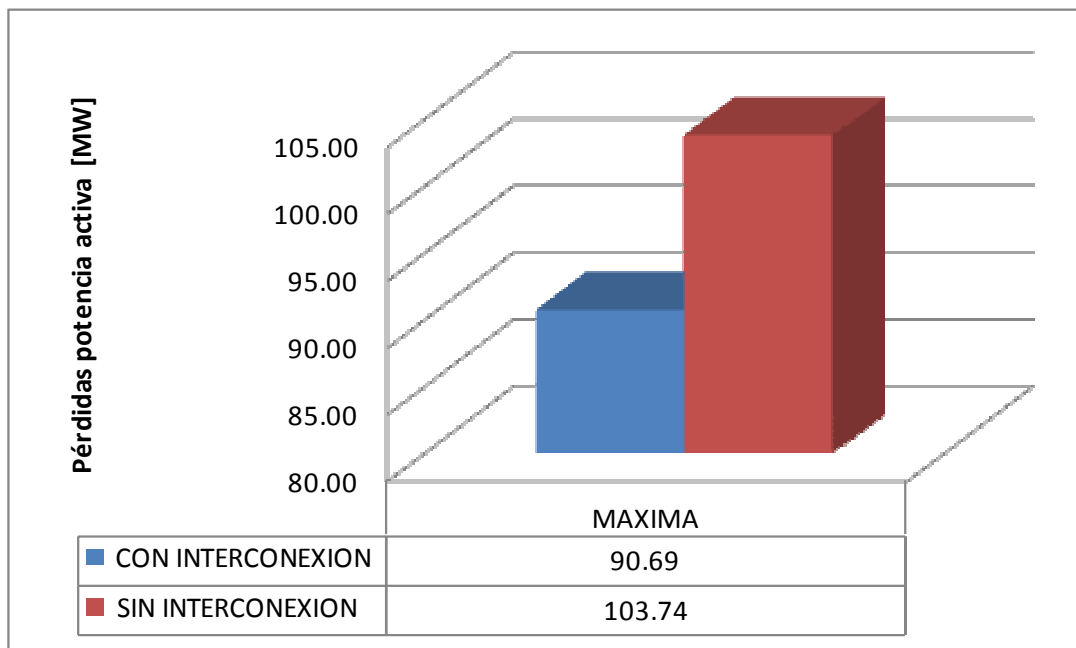
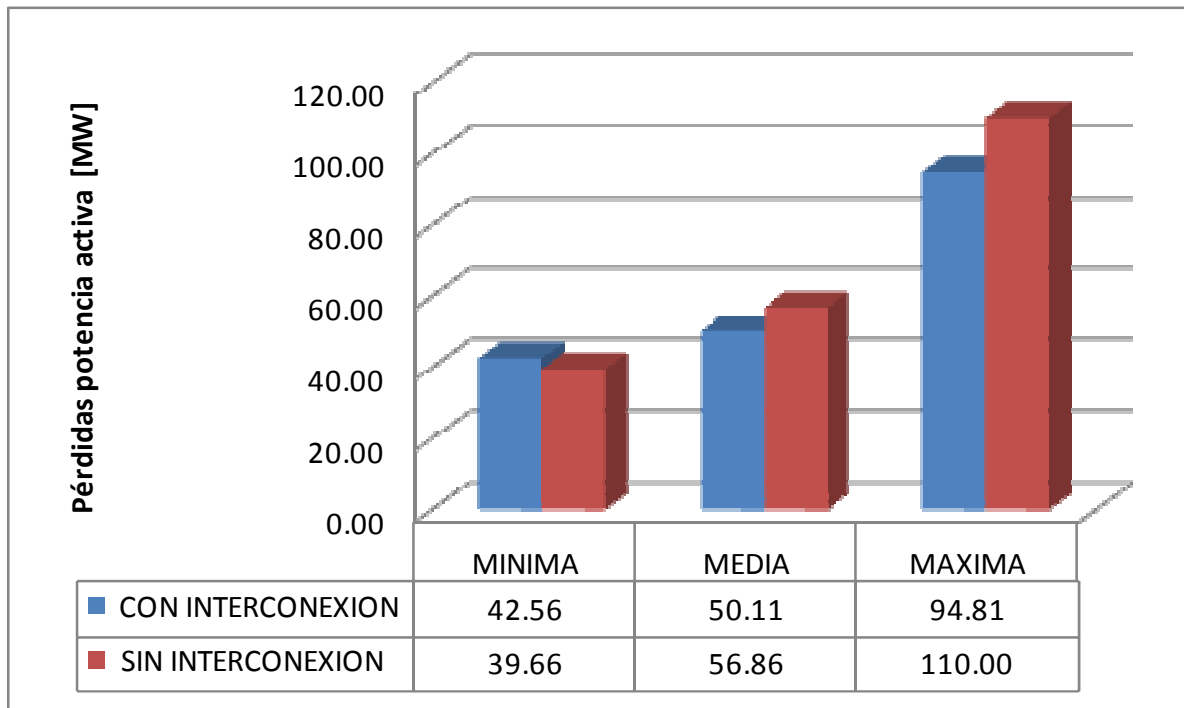


Figura 3.113 Incrementos de potencia activa, julio demanda máxima

Tabla 3.31 Incrementos de las pérdidas del sistema, escenario Septiembre

DEMANDA	PERDIDAS				INCREMENTO	
	CON INTERCONEXION		SIN INTERCONEXION		Potencia activa	Potencia reactiva
	[MW]	[MVar]	[MW]	[MVar]	[%]	[%]
MINIMA	42.56	-353.68	39.66	-432.20	-6.81	22.20
MEDIA	50.11	-231.56	56.86	-261.95	13.47	13.12
MAXIMA	94.81	156.83	110.00	269.45	16.02	71.81



**Figura 3.114 Incrementos de potencia activa, septiembre diferentes escenarios de demanda**

## CAPÍTULO 4

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 4.1 CONCLUSIONES

- ✓ Las fuentes de reactivos para el control de voltaje de las zonas señaladas son los generadores eléctricos de las centrales térmicas y las líneas de transmisión de 230 kV.
- ✓ La operación adecuada del Sistema Eléctrico Ecuatoriano, en lo referente a la calidad del nivel de voltaje, es influenciada por los períodos hidrológicos que sufren las cuencas orientales de nuestro país.
- ✓ El reposicionamiento de los taps fijos de los transformadores de potencia permite mejorar el perfil de voltaje en las diferentes zonas eléctricas que conforman el S.N.I. mediante el adecuado aprovechamiento de los reactivos disponibles en el sistema.
- ✓ El análisis de los niveles de voltaje del S.N.I. durante el año 2010, en los diferentes casos de estudio y bajo los diversos escenarios de demanda, permite establecer las zonas donde se tienen problemas de debilidad de voltaje en las barras.
- ✓ Tomando en cuenta el rango de variación de los LTCs y su operación horaria, se pueden establecer los transformadores que requieren que sus taps fijos sean reubicados. El cambio de posición de los LTCs depende de los requerimientos del sistema. Su operación en la actualidad es efectuada de forma manual y en coordinación con el CENACE.

- ✓ El reposicionamiento de los taps fijos considera que los voltajes de barra deben estar dentro de los límites establecidos por el CONELEC, para los diferentes niveles de voltaje y bajo condiciones operativas normales.
- ✓ El estudio realizado en el presente trabajo considera las restricciones operativas de los generadores, de modo que los diagramas de operación de las centrales eléctricas cobran gran importancia, en las simulaciones realizadas bajo los diferentes escenarios propuestos.
- ✓ La disponibilidad de reactivos de un generador está limitada por las corrientes máxima y mínima de campo, el margen de estabilidad en estado estable y principalmente por los límites superior e inferior del voltaje de servicios auxiliares en las plantas termoeléctricas.
- ✓ Una vez identificadas las zonas de mayor riesgo, se proponen estrategias operativas para la operación del S.N.I. en el año 2011, que ayuden a mejorar la calidad de voltaje en las diferentes barras. Una de estas estrategias es el redireccionamiento de reactivos mediante el posicionamiento adecuado de los taps fijos y LTCs de los transformadores de potencia.
- ✓ El análisis de la sintonización de los taps fijos en transformadores del Sistema Nacional Interconectado se centra en las zonas donde se tienen pocas fuentes de reactivos (Quevedo-Manta-Portoviejo y Milagro-Machala) y las zonas donde se tiene gran concentración del parque termoeléctrico (Pascuales y Salitral). Los principales transformadores que poseen estas zonas fueron considerados de manera que la posición de los taps fijos permite controlar un mayor o menor flujo de reactivos hacia estas zonas.



- ✓ La simulación de la operación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano, sin considerar la importación de energía desde Colombia, indica que sus voltajes se encuentran dentro de los límites correspondientes, salvo algunos casos.
- ✓ Se produce un exceso de reactivos en la zona de Pascuales en las dos épocas hidrológicas, estiaje y lluvioso, en esta zona se encuentra concentrada el mayor número de centrales termoeléctricas de nuestro país. El criterio del reposicionamiento de los taps de los transformadores de la S/E Salitral no fue el mismo, ya que al tener una sobreproducción de reactivos se debía restringir el flujo de reactivos provenientes de la Red de 230 kV más no incrementar este flujo. De modo que la ubicación de los taps de los dos transformadores ATQ y ATR de la S/E Salitral cambia de la posición 2 a la posición 3.
- ✓ Las zonas de San Francisco y Milagro-Machala poseen pocas fuentes de reactivos, siendo sus principales fuentes las centrales Agoyán y Machala Power respectivamente. A fin de aprovechar la producción de reactivos de las centrales es necesario la reubicación de los taps de los transformadores de elevación de las unidades de generación: Transformadores U1 y U2 de Agoyán de la posición 3 a la posición 4; y, Transformadores U1 y U2 de Machala Power de la posición 4 a la posición 5., lo que permite una operación adecuada dentro de las zonas seguras de operación de los generadores.
- ✓ La reubicación del tap del transformador ATQ Cuenca de la posición 2 a la posición 1 permite un control inverso de voltaje en la barra de Cuenca 69 kV. Esta nueva posición tiene un efecto secundario en la barra de Loja 69 kV, fruto de la nueva posición del tap fijo, los voltajes en esta barra disminuyen en todos los escenarios de demanda, pero siempre permanecen dentro del rango de variación de la banda de voltaje. La reducción de voltaje se debe principalmente al aumento de voltaje en la barra de Cuenca 138 kV.

- ✓ Como uno de los casos de análisis para el año 2011 se considera la salida de operación de la central térmica TERMOESMERALDAS en el mes de mayo por motivos de mantenimiento anual. Este caso permite determinar una nueva posición del tap del transformador AA1 ESMERALDAS: de la posición 3 a la 2.
- ✓ El aumento de voltaje en las barras del SNI, provocado por la reubicación de los taps fijos, tiene dos efectos adicionales: el primero es la reducción de pérdidas en las líneas de transmisión, en alrededor de 1 MW en el sistema para todas las condiciones de demanda; y, el segundo es el aumento de reactivos en las diferentes zonas de la red eléctrica.

## **4.2 RECOMENDACIONES**

- ✓ Se recomienda tomar en cuenta, para futuros trabajos de sintonización de los taps de transformadores, los nuevos equipamientos de transmisión y transformación que implemente TRANSELECTRIC con miras a satisfacer la demanda del sistema.
- ✓ Se recomienda incorporar al análisis de sintonización de los transformadores del S.N.I. las restricciones impuestas por las zonas seguras de operación de las centrales de generación eléctrica. Se deberá considerar que la generación de potencia reactiva de las centrales termoeléctricas está fuertemente restringida por los voltajes máximo y mínimo de alimentación a los equipos de los sistemas auxiliares.

- ✓ Para trabajos de sintonización de taps fijos de transformadores se recomienda considerar aspectos de gran importancia como son: límites máximos y mínimos de potencia reactiva de las centrales de generación, salidas o sobrecargas de líneas de transmisión y transformadores, salidas de operación de grandes unidades de generación y estacionalidad de la generación hidroeléctrica.
- ✓ Para prepararse a la incorporación del sistema de transmisión de 500 kV se recomienda desarrollar un proyecto de titulación de sintonización de taps fijos de transformadores considerando su aporte de reactivos así como también los equipos de compensación en inductores necesarios para su operación.
- ✓ En razón de la incorporación al sistema de transmisión del S.N.I. del sistema de transmisión 500 kV, que según está planificado por las entidades del sector eléctrico unirá la central hidroeléctrica Coca Codo Sinclair con la subestación El Inga, la subestación Yaguachi y la central hidroeléctrica Sopladora, se recomienda redefinir el rango de variación de las bandas de voltaje así como sintonizar los taps fijos de los transformadores de potencia.

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] REGULACIÓN No. CONELEC-003/08, “Calidad del Transporte de Electricidad y del Servicio de Transmisión y Conexión en el Sistema Nacional Interconectado”, Consejo Nacional de Electricidad, febrero 2008.
- [2] REGULACION No. CONELEC – 004/01, “Calidad Del Servicio Eléctrico de Distribución”, Consejo Nacional de Electricidad, mayo 2001.
- [3] REGULACION No. CONELEC – 004/02, “Transacciones de Potencia Reactiva en el MEM”, Consejo Nacional de Electricidad, abril 2002.
- [4] REGULACION No. CONELEC – 005/08, “Requerimientos para la Supervisión y Control en Tiempo Real del Sistema Nacional Interconectado por parte del CENACE”, Consejo Nacional de Electricidad, junio 2008.
- [5] “Revisión de las Bandas de Variación de Voltaje en Barras y Factor de Potencia en Puntos de Entrega del Sistema Nacional de Transmisión”, Corporación Centro Nacional de Control de Energía CENACE, noviembre 2008
- [6] “Revisión de las Bandas de Variación de Voltaje en Barras y Factor de Potencia en puntos de entrega del Sistema Nacional De Transmisión”, Corporación Centro Nacional de Control de Energía CENACE, Julio 2007
- [7] “Plan Maestro de Electrificación del Ecuador 2009 – 2020, Cap 7 Plan de Expansión Transmisión”, Consejo Nacional de Electricidad, 2008
- [8] CELEC, [www.hidropaute.com](http://www.hidropaute.com),

- [9] “Despacho Económico Diario Programado”, 100410”, CENACE, abril, 2010.
- [10] CELEC EP TRANSELECTRIC, [www.transelectric.com.ec](http://www.transelectric.com.ec)
- [11] “Plan de Operación del Sistema Nacional Interconectado Octubre–Septiembre 2010”, Corporación Centro Nacional de Control de Energía CENACE, julio 2009.
- [12] VAN CUTSEM, Thierry, “Voltage Stability of Electric Power System”, Ed. Costas Vournas, pág. 113,
- [13] WINDERS, Jhon, “Power Transformer Principles and Application”, Ed. Marcel Dekker, 2002
- [14] KUNDUR, Prabha, “Power System Stability and Control”, Ed. Mc Graw-Hill
- [15] ACOSTA, Álvaro, “Análisis de Sistemas de Potencia, Universidad Tecnológica de Pereira”
- [16] ALLER, José, “La Máquina Síncrona”, TEMA III, Universidad Simón Bolívar
- [17] VANFRETTI, Luigi, “Modelación y Simulación de la Máquina Síncrona y su Operación en Sistemas de Potencia”, Universidad de San Carlos de Guatemala, Facultad de Ingeniería, Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica –EIME
- [18] ARGUELLO, Gabriel, “Análisis y Control de SEP”, abril 1990.
- [19] VARGAS, Luis, “Sistemas de Excitación de Maquinas Síncronas”

- [20]** VON MEIER, Alexandra, "Electric Power System", John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, New Jersey, 2006
- [21]** MARTÍNEZ, Manuel, "Guía para la determinación de Límites de Operación, Curva de Capacidad, Pruebas y Mantenimiento Predictivo de Generadores Síncronos"
- [22]** SEGUNDA REUNION DEL CONSEJO DE MINISTROS DE ENERGIA, ELECTRICIDAD, HIDROCARBUROS Y MINAS DE LA COMUNIDAD ANDINA, ANEXO V, "Informe de Avance de La Interconexión ECUADOR-PERU", noviembre de 2004.
- [21]** "Plan de Operación del Sistema Nacional Interconectado Enero–Diciembre 2010", Corporación Centro Nacional de Control de Energía CENACE, noviembre 2009.

**ANEXO 1**

**PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE LOS  
TRANSFORMADORES**

NOMBRE	ZONA	Sn [kW] [MVA]	V HV [kV]	V LV [kV]	GRUPO VECTORIAL			P LV-HV [kW]	%Vcc (+) LV-HV	%Vcc (0) LV-HV
T_ABANICO_1	MOLINO-MILAGRO	18	69	4,16	YN	D	11	17	10,50000%	10,50000%
T_ABANICO_2	MOLINO-MILAGRO	27	69	4,16	YN	D	11	18	11,00000%	10,00000%
T_AGOYAN_138_1	STA ROSA	85	138	13,8	YN	D	1	80	12,49000%	11,24000%
T_AGOYAN_138_2	STA ROSA	85	138	13,8	YN	D	11	211,61	12,01000%	10,29000%
T_CALDERON1	STA ROSA	33	138	23				158,99	16,64190%	3,00000%
T_CALDERON2	STA ROSA	33	138	23				158,99	16,64190%	3,00000%
T_CALOPE	STO. DOMINGO-QUEVEDO	20,8	69	6,9	YN	D	1	0,000	6,78000%	3,00000%
T_CH.GUANGO	QUITO	15	46	6,3	YN	D	1	40	9,95000%	7,36640%
T_CONOCOTO	QUITO	33	138	23	YN	D	1	158,994	16,64190%	3,00000%
T_CUMBAYA_U1-U4	QUITO	12,5	46	4,16	YN	D	1	30	10,12500%	10,12500%
T_D.PERIPA U1-U3	STO. DOMINGO-QUEVEDO	85	138	13,8	YN	D	1	264,05	12,25000%	12,25000%
T_ECOLUZ	QUITO	33	46	4,16	YN	D	1	204,99	15,56610%	6,36640%
T_ENERGY INTER_A	STO. DOMINGO-QUEVEDO	75	69	13,8	YN	D	11	211,606	6,00000%	6,00000%
T_ENERGY INTER_A1	STO. DOMINGO-QUEVEDO	60	13,8	0,48	YN	D	1	176,053	9,30000%	9,30000%
T_ENERGY INTER_A2	STO. DOMINGO-QUEVEDO	10	13,8	0,48	YN	D	1	50,700	6,55000%	14,60000%
T_ENERGY INTER_B	STO. DOMINGO-QUEVEDO	75	69	13,8	YN	D	11	211,606	6,00000%	6,00000%
T_ENERGY INTER_B1	STO. DOMINGO-QUEVEDO	60	13,8	0,48	YN	D	1	176,053	9,30000%	9,30000%
T_ENERGY INTER_B2	STO. DOMINGO-QUEVEDO	10	13,8	0,48	YN	D	1	50,700	6,55000%	14,60000%
T_EQUIL_ACOPLE	PASCUALES	112	138	69	YN	YN	0	158,07	13,52700%	11,67000%
T_EQUIL_G1	PASCUALES	64	69	13,8	YN	D	11	448	14,52000%	14,52000%
T_EQUIL_G2	PASCUALES	84	69	13,8				448	8,06400%	8,06400%
T_EQUIL_G3	PASCUALES	56	138	13,8	YN	D	1	163,27	18,10660%	18,10660%
T_EQUIL_G4	PASCUALES	56	138	13,8	YN	D	1	163,27	18,10660%	18,10660%
T_EUGENIO ESPEJO	QUITO	33	138	23	D	YN	1	33,243	10,08700%	3,00000%
T_G1_CT ESMERALDAS	STO. DOMINGO-QUEVEDO	160	147,5	13,8	YN	D	11	352,186	11,23000%	9,50000%
T_GAS PASCUALES	PASCUALES	114	69	13,8	YN	ZN	0	265,79	11,66000%	11,66000%
T_GEN ROCAFUERTE	PASCUALES	33,33	69	13,8	YN	D	0	162,63	11,06000%	11,06000%
T_GUANG_GUALBERTO	QUITO	27,5	138	13,8	YN	D	1	244,000	12,02100%	6,04000%
T_GUANGO U1-U6	QUITO	20	138	6,6	YN	D	1	276,71	10,48950%	8,75000%
T_HGUANGOPOLO	QUITO	15	46	6,3	YN	D	1	40	9,95000%	7,36640%
T_KEPL_1	TRINITARIA	37,5	230	13,8	YN	D	1	100	14,70000%	14,70000%
T_KEPL_2	TRINITARIA	37,5	230	13,8	YN	D	1	100	14,70000%	14,70000%
T_KEPL_3	TRINITARIA	37,5	230	13,8	YN	D	1	100	14,70000%	14,70000%
T_KEPL_4	TRINITARIA	63,5	230	13,8	YN	D	1	30	12,00000%	12,00000%
T_KEPL_5	TRINITARIA	63,5	230	13,8	YN	D	1	30	12,00000%	12,00000%
T_LA ESPERANZA	STO. DOMINGO-QUEVEDO	10	69	4,16	YN	D	1	0,000	3,00000%	3,00000%
T_LULUNCOTO	QUITO	11,25	46	6,3	YN	D	1	62,27	12,40000%	736,64000%
T_ECOELECTRIC	MOLINO-MILAGRO	25	69	4,16	YN	D	1	88,994	11,80000%	11,41000%
T_NAYON_U1-U3	QUITO	16,5	46	6,9	YN	D	1	50,34	5,83000%	5,83000%
T_PBARGE II_1	TRINITARIA	27	69	13,8	YN	D	1	18	11,00000%	3,00000%
T_PBARGE II_2	TRINITARIA	27	69	13,8	YN	D	1	18	11,00000%	3,00000%
T_PEDERNALES	STO. DOMINGO-QUEVEDO	10	69	4,16	YN	D	1	0,000	3,00000%	3,00000%
T_POMASQUI	QUITO	33	138	23	YN	D	1	158,994	16,64190%	3,00000%
T_POZA ONDA	STO. DOMINGO-QUEVEDO	5	69	4,16	YN	D	1	0	3,00000%	3,00000%



T_RECUPERADORA U1	QUITO	18	138	6,9	YN	D	11	64,499	54,83170%	54,83170%
T_S/E18_1	QUITO	33	138	23	D	YN	1	158,99	16,64190%	3,00000%
T_S/E18_2	QUITO	33	138	23	D	YN	1	158,99	16,64190%	3,00000%
T_SFRAN_1	SAN FRANCISCO	134	230	13,8	YN	D	1	80	12,49000%	11,24000%
T_SFRAN_2	SAN FRANCISCO	134	230	13,8	YN	D	1	80	12,49000%	11,24000%
T_ECUDOS	MOLINO-MILAGRO	31,6	69	4,16	YN	D	0	88,994	11,41000%	11,41000%
T_STA ROSA_G1	QUITO	28	138	13,8	YN	D	11	67,187	13,11000%	13,11000%
T_STA ROSA_G2	QUITO	28	138	13,8	YN	D	11	67,187	13,11000%	13,11000%
T_STA ROSA_G3	QUITO	28	138	13,8	YN	D	11	67,187	13,11000%	13,11000%
T_TG4_GZEV	SALITRAL	35	69	13,8	YN	D	5	84	9,10000%	9,10000%
T_TV2_GZEV	SALITRAL	86	69	13,8	YN	D	5	448	12,00000%	12,00000%
T_TV3_GZEV	SALITRAL	86	69	13,8	YN	D	5	448	11,79000%	11,79000%
T_MACH-POW1	MOLINO-MILAGRO	93	138	13,8	YN	D	0	88,994	11,41000%	14,60000%
T_U1 PUCARA	STA ROSA	40	138	13,8	YN	D	11	81,344	10,17000%	10,17000%
T_U1 DAULE PERIPA	STO. DOMINGO-QUEVEDO	85	138	13,8	YN	D	1	264,047	12,25000%	12,25000%
T_U1 EL CARMEN	QUITO	12,5	138	6,6	YN	D	11	27,719	88,32000%	88,32000%
T_U1_RECUPERADORA	QUITO	18	138	6,6	YN	D	11	64,499	54,83170%	54,83170%
T_U1-6_GHERN	QUITO	46,5	46	13,8	YN	D	1	176,05	9,30000%	9,30000%
T_U1-U2 LOS CHILLOS	QUITO	12,5	46	2,3	D	D	0	118,000	3,00000%	7,36640%
T_U1-U2 PASOCHOA	QUITO	12,5	46	4,16	YN	D	1	43,000	8,12500%	7,36640%
T_U1-U6_GUALBERTO	QUITO	46,5	46	13,8	YN	D	1	176,053	9,30000%	9,30000%
T_U1-U6_GUANGOPOLO	QUITO	20	138	6,6	YN	D	1	276,714	10,48950%	8,75000%
T_MACH-POW2	MOLINO-MILAGRO	93	138	13,8	YN	D	0	88,994	11,41000%	14,60000%
T_U2 PUCARA	STA ROSA	40	138	13,8	YN	D	11	81,344	10,17000%	10,17000%
T_U2 DAULE PERIPA	STO. DOMINGO-QUEVEDO	85	138	13,8	YN	D	1	264,047	12,25000%	12,25000%
T_SAN CARLOS	MOLINO-MILAGRO	31,25	69	13,8	YN	D	1	88,994	16,00000%	14,60000%
T_U3 DAULE PERIPA	STO. DOMINGO-QUEVEDO	85	138	13,8	YN	D	1	264,047	12,25000%	12,25000%
T_SIBIMBE U1-U2	MOLINO-MILAGRO	18	69	6,9	YN	D	11	147	13,00000%	13,00000%
T_U1 PAUTE_G1	MOLINO-MILAGRO	114	138	13,8	YN	D	1	278,79	11,40000%	11,40000%
T_MIRA FLORES A	STO. DOMINGO-QUEVEDO	12,5	69	13,8	YN	D	1	50,700	8,36000%	8,36000%
T_MIRA FLORES B	STO. DOMINGO-QUEVEDO	12,5	69	13,8	YN	D	1	50,700	8,36000%	8,36000%
T_GEQ MIRAFLORES	STO. DOMINGO-QUEVEDO	30	69	13,8	YN	D	1	50,700	9,00000%	9,00000%
T_U2 PAUTE_G2	MOLINO-MILAGRO	114	138	13,8	YN	D	1	278,79	11,40000%	11,40000%
T_U3 PAUTE_G3	MOLINO-MILAGRO	114	138	13,8	YN	D	1	278,79	11,40000%	11,40000%
T_U4 PAUTE_G4	MOLINO-MILAGRO	114	138	13,8	YN	D	1	278,79	11,40000%	11,40000%
T_U5 PAUTE_G5	MOLINO-MILAGRO	114	138	13,8	YN	D	1	278,79	11,40000%	11,40000%

NOMBRE	ZONA	POTENCIA NOMINAL [MVA]			Vn [Kv]			PERDIDAS [kW]			Z positiva			Z cero		
		HV	MV	LV	HV	MV	LV	HV-MV	MV-LV	LV-HV	%Vcc HV-MV	%Vcc MV-LV	%Vcc LV-HV	%Vcc0 HV-MV	%Vcc0 MV-LV	%Vcc0 LV-HV
T_AA1 ESMERAL	STO. DOMINGO-QUEVEDO	75	75	25	138	69	13,8	64,65	54,509	33,252	9,37500%	23,66667%	12,63667%	9,37500%	23,66667%	12,63667%
T_AA1_ESMERALDAS	STO. DOMINGO-QUEVEDO	75	75	25	138	69	13,8	64,650	54,509	33,252	9,37500%	23,66667%	12,63667%	9,37500%	23,66667%	12,63667%
T_AA1_PORTOVIEJO	STO. DOMINGO-QUEVEDO	75	75	25	138	69	13,8	64,500	54,509	33,252	9,37430%	23,66610%	12,63630%	9,37430%	23,66610%	12,63630%
T_AA2_PORTOVIEJO	STO. DOMINGO-QUEVEDO	75	75	25	138	69	13,8	64,500	54,509	33,252	9,37430%	23,66610%	12,63630%	9,37430%	23,66610%	12,63630%
T_AT1_AMBATO	STA ROSA	43	43	14	138	69	13,8	97,91	6,36291	7,102	7,00900%	5,16727%	7,21273%	7,00900%	5,16727%	7,21273%
T_AT1_MOLINO	MOLINO-MILAGRO	375	375	100	230	138	13,8	57,2	2,11911	2,133	7,27500%	10,10933%	12,90933%	7,27500%	10,10933%	12,90933%
T_AT2_MOLINO	MOLINO-MILAGRO	375	375	100	230	138	13,8	57,2	2,11911	2,133	7,27500%	10,10933%	12,90933%	7,27500%	10,10933%	12,90933%
T_ATK_DOS CERRITOS	MOLINO-MILAGRO	167	167	45	230	69	13,8	176,130	29,140	19,880	9,76000%	2,18000%	6,03000%	9,76000%	2,18000%	6,03000%
T_ATK_MILAGRO	MOLINO-MILAGRO	167	167	45	230	69	13,8	127,6	2,17828	2,258	7,46500%	1,84042%	4,38413%	7,46500%	1,84042%	4,38413%
T_ATT TOTORA	STA ROSA	100	100	33	230	138	13,8	25,93	1,04544	1,056	8,43000%	7,70550%	11,71500%	8,43000%	7,70550%	11,71500%
T_ATQ TRINITARIA 150MVA	TRINITARIA	150	150	50	138	69	13,8	105,57	54,62	39,520	7,81500%	17,85000%	9,89000%	7,81500%	17,85000%	9,89000%
T_ATQ BABAHOYO	MOLINO-MILAGRO	66	66	22	138	69	13,8	64,125	23,325	23,010	6,20400%	7,46333%	9,81000%	6,20400%	7,46333%	9,81000%
T_ATQ IBARRA	STA ROSA	33	33	10	138	69	13,8	44,451	1,35354	1,27	6,74000%	8,20000%	10,50000%	6,74000%	8,20000%	10,50000%
T_ATQ CUENCA	MOLINO-MILAGRO	100	100	27	138	69	13,8	76,8	24,2	15,200	6,90000%	6,82000%	9,27000%	6,90000%	6,82000%	9,27000%
T_ATQ LOJA	MOLINO-MILAGRO	66	66	20	138	69	13,8	169,03	61,33	53,790	7,34000%	4,87000%	7,65000%	7,34000%	4,87000%	7,65000%
T_ATQ MULALO	STA ROSA	66	66	20	138	69	13,8	63,187	23,64	23,400	6,13800%	7,46000%	9,73500%	6,13800%	7,46000%	9,73500%
T_ATQ POSORJA	PASCUALES	33	33	11	138	69	13,8	94,63	37,9	29,270	7,49100%	5,25800%	8,63500%	7,49100%	5,25800%	8,63500%
T_ATQ SALITRAL	SALITRAL	150	150	30	138	69	13,8	99,29	39,84	41,740	8,46000%	4,74990%	7,00590%	8,46000%	4,74990%	7,00590%
T_ATQ STAELENA	PASCUALES	66	66	20	138	69	13,8	153,52	4,68687	4,642	7,22700%	4,86970%	7,67879%	7,22700%	4,86970%	7,67879%
T_ATQ TULCAN	STA ROSA	33	33	10	138	69	13,8	94,46	33,64	29,160	7,44000%	4,81000%	7,86000%	7,44000%	4,81000%	7,86000%
T_ATQFORELLANA	SAN FRANCISCO	33	33	20	138	69	13,8	116,9	44,8485	57,446	12,70000%	22,90000%	31,41600%	12,70000%	22,90000%	31,41600%
T_ATQ MACHALA	MOLINO-MILAGRO	100	100	33	138	69	13,8	77,58	26,39	25,930	7,21000%	5,23600%	8,49200%	7,21000%	5,23600%	8,49200%
T_ATR IBARRA	STA ROSA	66,66	66,66	12	138	69	13,8	91,195	20,487	18,589	11,78800%	4,85000%	7,77000%	11,78800%	4,85000%	7,77000%
T_ATR PASCUAL	PASCUALES	224	224	44,8	138	69	13,8	62,96	0,85096	0,765	7,84000%	4,16640%	6,27200%	7,84000%	4,16640%	6,27200%
T_ATR QUEVEDO	STO. DOMINGO-QUEVEDO	168	168	56	138	69	13,8	197,037	94,730	91,816	8,57000%	6,47667%	10,09667%	8,57000%	6,47667%	10,09667%
T_ATR QUEVEDO	STO. DOMINGO-QUEVEDO	168	168	56	138	69	13,8	197,037	94,73	91,816	8,57000%	6,47667%	10,09667%	8,57000%	6,47667%	10,09667%
T_ATR SALITRAL	SALITRAL	150	150	30	138	69	13,8	99,29	39,84	41,740	8,15000%	4,02000%	6,51000%	8,15000%	4,02000%	6,51000%
T_ATR SDOMINGO	STO. DOMINGO-QUEVEDO	100	100	27	138	69	13,8	75,6	1,11081	1,925	6,92000%	6,80130%	9,28530%	6,92000%	6,80130%	9,28530%
T_ATR_STO DOMINGO	STO. DOMINGO-QUEVEDO	100	100	27	138	69	13,8	75,600	1,108	1,925	6,92000%	6,80130%	9,28530%	6,92000%	6,80130%	9,28530%
T_ATT PASCUALES	PASCUALES	375	375	100	230	138	13,8	123,766	62,574	62,090	7,16000%	8,92000%	11,37000%	7,16000%	8,92000%	11,37000%
T_ATT QUEVEDO	STO. DOMINGO-QUEVEDO	167	167	45	230	138	13,8	110	61,2	75,300	7,36000%	4,67000%	7,20000%	7,36000%	4,67000%	7,20000%
T_ATT QUEVEDO	STO. DOMINGO-QUEVEDO	167	167	45	230	138	13,8	110,000	61,200	75,300	7,36000%	4,67000%	7,20000%	7,36000%	4,67000%	7,20000%
T_ATT SANTA ROSA	QUITO	375	375	125,1	230	138	13,8	154,520	299,270	296,010	7,15000%	12,85000%	16,30000%	7,15000%	12,85000%	16,30000%
T_ATT_STA ROSA	STA ROSA	375	375	100	230	138	13,8	201,2	118,3	116,600	7,35000%	10,13000%	12,93000%	7,35000%	10,13000%	12,93000%
T_ATT_TRINITARIA	TRINITARIA	225	225	75	230	138	13,8	211,95	178,931	163,430	11,83000%	10,35000%	15,52000%	11,83000%	10,35000%	15,52000%
T_ATU PASCUALES	PASCUALES	375	375	100	230	138	13,8	201,2	122,6	120,100	7,16000%	8,92000%	11,37000%	7,16000%	8,92000%	11,37000%
T_ATU POMASQUI	STA ROSA	300	300	30	230	138	13,8	161,5	0,829	0,804	11,82000%	6,06000%	7,75000%	11,82000%	6,06000%	7,75000%
T_ATR MACHALA	MOLINO-MILAGRO	100	100	33	138	69	13,8	77,58	26,39	25,930	7,23000%	4,81000%	7,78000%	7,23000%	4,81000%	7,78000%
T_ATU POMASQUI	QUITO	300	300	30	230	138	13,8	161,500	0,829	0,804	11,82000%	6,06000%	7,75000%	11,82000%	6,06000%	7,75000%
T_ATU SANTA ROSA	QUITO	375	375	100	230	138	13,8	201,200	118,300	116,600	7,35000%	10,13000%	12,93000%	7,35000%	10,13000%	12,93000%
T_ATU_STA ROSA	STA ROSA	375	375	100	230	138	13,8	145,52	299,27	296,010	7,15000%	12,85000%	16,30000%	7,15000%	12,85000%	16,30000%
T_ATU_STO DOMINGO	STO. DOMINGO-QUEVEDO	167	167	45	230	138	13,8	109,500	60,700	56,800	7,26000%	4,64000%	6,96000%	7,26000%	4,64000%	6,96000%
T_ATU_STODOMINGO	STO. DOMINGO-	167	167	45	230	138	13,8	75,6	1,10808	1,925	6,92000%	6,80130%	9,28530%	6,92000%	6,80130%	9,28530%

QUEVEDO																
T_ATQ CHONE	STO. DOMINGO-QUEVEDO	60	60	20	138	69	13,8	148,7	64,93	64,110	8,11000%	6,11000%	9,97000%	8,11000%	6,11000%	9,97000%
T_ATU MILAGRO	MOLINO-MILAGRO	225	225	75	230	138	13,8	44,97	199,36	211,580	11,23000%	10,67000%	15,30000%	11,23000%	10,67000%	15,30000%
T_S/E19	QUITO	100	100	33	138	46	23	0,000	0,000	0,000	15,18000%	9,96930%	3,98970%	15,18000%	9,96930%	3,98970%
T_SELVA ALEGRE 1	QUITO	100	100	13	138	46	13,8	0,000	0,000	0,000	14,20000%	6,40120%	4,10020%	14,20000%	6,40120%	4,10020%
T_SELVA ALEGRE 2	QUITO	100	100	13	138	46	13,8	245,191	23,470	24,040	13,87000%	4,20300%	6,42200%	13,87000%	4,20300%	6,42200%
T_T1 VINCENTINA	QUITO	43	43	14	138	46	13,8	0	0	0,000	9,46000%	1,22500%	4,35167%	9,46000%	1,22500%	4,35167%
T_T1 IBARRA	STA ROSA	50	50	10	138	34,5	13,8	170,686	15,018	19,584	15,42000%	2,19800%	6,06600%	15,42000%	2,19800%	6,06600%
T_T2 VINCENTINA	QUITO	100	100	13	138	46	13,8	0	0	0,000	13,99000%	6,32970%	4,16910%	13,99000%	6,32970%	4,16910%
T_ATQ TOTORAS	STA ROSA	100	100	33	138	69	13,8	25,93	1,04554	1,056	8,43000%	7,70550%	11,71500%	8,43000%	7,70550%	11,71500%
T_TRK RIOBAMBA	STA ROSA	100	100	33	230	69	13,8	121,46	11,12	14,350	16,73000%	2,57000%	8,51000%	16,73000%	2,57000%	8,51000%
T_TRN SANTA ROSA	QUITO	75	75	25	138	46	13,8	244,270	27,460	55,950	15,44000%	3,73667%	10,03667%	15,44000%	3,73667%	10,03667%
T_TRN STA ROSA	QUITO	75	75	25	138	46	13,8	244,27	27,46	55,950	15,43640%	3,73380%	10,03611%	15,43640%	3,73380%	10,03611%
T_TRP SANTA ROSA	QUITO	75	75	25	138	46	13,8	244,270	27,460	55,950	15,44000%	3,73667%	10,03667%	15,44000%	3,73667%	10,03667%
T_TRP STA ROSA	QUITO	75	75	25	138	46	13,8	244,27	27,46	55,950	15,44000%	3,73667%	10,03667%	15,44000%	3,73667%	10,03667%
T_TRK MACHALA	MOLINO-MILAGRO	165	165	16,5	230	69	13,8	176,130	1,443	2,116	12,09450%	2,55750%	3,86100%	12,09450%	2,55750%	3,86100%

## **ANEXO 2**

### **PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN**

NOMBRE	ZONA	CIRCUITO	L [Km]	Vnom [Kv]	Inom [kA]	R1,2 [ $\Omega$ /Km]	X1,2 [ $\Omega$ /Km]	R0 [ $\Omega$ /Km]	X0 [ $\Omega$ /Km]	B'1,2 [ $\mu$ S/Km]	B'0 [ $\mu$ S/Km]	Tmax [°]
C.H GUANGOPOLO-GHERNANDEZ	QUITO	1CKT_477_Z2	1.140	46	0.67	0.12184	0.433438	0.368934	1.662425	3.811210	2.058050	80°
CUMBAYA-ECOL_46	QUITO	1CKT_477_Z2	2.110	46	0.67	0.12184	0.433438	0.368934	1.662425	3.811210	2.058050	80°
CUMBAYA-NAYON_46	QUITO	1CKT_477_Z2	2.920	46	0.67	0.12184	0.433438	0.368934	1.662425	3.811210	2.058050	80°
EPLICACHIMA-SE 3_46	QUITO	1CKT_477_Z2	3.760	46	0.67	0.12184	0.433438	0.368934	1.662425	3.811210	2.058050	80°
EPLICACHIMA-SUR_46	QUITO	1CKT_477_Z2	5.670	46	0.67	0.12184	0.433438	0.368934	1.662425	3.811210	2.058050	80°
GHERNANDEZ-SUR	QUITO	1CKT_477_Z2	7.830	46	0.67	0.12184	0.433438	0.368934	1.662425	3.811210	2.058050	80°
GUANGOPOLO_46-SAN RAFAEL	QUITO	1CKT_477_Z2	3.300	46	0.67	0.12184	0.433438	0.368934	1.662425	3.811210	2.058050	80°
IÑAQUITO-NORT_46	QUITO	1CKT_477_Z2	1.650	46	0.67	0.12184	0.433438	0.368934	1.662425	3.811210	2.058050	80°
L_HGUA_SUR_46	QUITO	1CKT_477_Z2	6.870	46	0.67	0.12184	0.433438	0.368934	1.662425	3.811210	2.058050	80°
L_SANG_PASO_46	QUITO	1CKT_477_Z2	8.830	46	0.67	0.12184	0.433438	0.368934	1.662425	3.811210	2.058050	80°
NORTE-CAROLINA_46	QUITO	1CKT_477_Z2	1.420	46	0.67	0.12184	0.433438	0.368934	1.662425	3.811210	2.058050	80°
NORTE-CUMBAYA_46	QUITO	1CKT_477_Z2	6.200	46	0.67	0.12184	0.433438	0.368934	1.662425	3.811210	2.058050	80°
NORTE-VICENTINA2_46	QUITO	1CKT_477_Z2	5.090	46	0.67	0.12184	0.433438	0.368934	1.662425	3.811210	2.058050	80°
PEREZ GUERRERO-VICENTINA1_46	QUITO	1CKT_477_Z2	2.890	46	0.67	0.12184	0.433438	0.368934	1.662425	3.811210	2.058050	80°
S/E 3-S/E 7_46	QUITO	1CKT_477_Z2	5.380	46	0.67	0.12184	0.433438	0.368934	1.662425	3.811210	2.058050	80°
S/E 7-SELVA ALEGRE_46	QUITO	1CKT_477_Z2	4.900	46	0.67	0.12184	0.433438	0.368934	1.662425	3.811210	2.058050	80°
S/E 9-PEREZ GUERRERO_46	QUITO	1CKT_477_Z2	0.680	46	0.67	0.12184	0.433438	0.368934	1.662425	3.811210	2.058050	80°
S/E16-NORTE_46	QUITO	1CKT_477_Z2	2.450	46	0.67	0.12184	0.433438	0.368934	1.662425	3.811210	2.058050	80°
SAN RAFAEL-SANGOLQUI	QUITO	1CKT_477_Z2	7.850	46	0.67	0.12184	0.433438	0.368934	1.662425	3.811210	2.058050	80°
SAN RAFAEL-SANTA ROSA	QUITO	1CKT_477_Z2	14.060	46	0.67	0.12184	0.433438	0.368934	1.662425	3.811210	2.058050	80°
SANGOLQUI-PASOCHOA	QUITO	1CKT_477_Z2	8.330	46	0.67	0.12184	0.433438	0.368934	1.662425	3.811210	2.058050	80°
SANTA ROSA-EPLICACHIMA_46	QUITO	1CKT_477_Z2	9.630	46	0.67	0.12184	0.433438	0.368934	1.662425	3.811210	2.058050	80°
SELVA ALEGRE-IÑAQUITO_46	QUITO	1CKT_477_Z2	4.380	46	0.67	0.12184	0.433438	0.368934	1.662425	3.811210	2.058050	80°
SELVA ALEGRE-S/E16_46	QUITO	1CKT_477_Z2	6.400	46	0.67	0.12184	0.433438	0.368934	1.662425	3.811210	2.058050	80°
SUR_VICENTINA2_46	QUITO	1CKT_477_Z2	3.750	46	0.67	0.12184	0.433438	0.368934	1.662425	3.811210	2.058050	80°
VICENTINA2-CAROLINA	QUITO	1CKT_477_Z2	2.910	46	0.67	0.12184	0.433438	0.368934	1.662425	3.811210	2.058050	80°

NOMBRE	ZONA	CIRCUITO	L [Km]	Vnom [Kv]	Inom [kA]	R1,2 [Ω/Km]	X1,2 [Ω/Km]	R0 [Ω/Km]	X0 [Ω/Km]	B'1,2 [uS/Km]	B'0 [uS/Km]	Tmax [°]
ABANICO-CUENCA	MOLINO-MILAGRO	Z1_1CKT_ABAN_CUEN	165.500	69	1.25	0.124567	0.319460	0.308070	1.038870	2.119104	1.235800	80°
BABAHOYO-SIBIMBE	MOLINO-MILAGRO	Z1_1CKT_BABA_SIBI	57.900	69	0.276	0.291020	0.494660	0.577550	1.687790	3.000000	1.700000	80°
ECOELECTRIC-MILAGRO	MOLINO-MILAGRO	Z1_1CKT_ECOE_MILA	15.700	69	0.46	0.070180	1.343400	0.011900	0.359300	1.500000	1.500000	80°
ECUDOS-MILAGRO	MOLINO-MILAGRO	Z1_1CKT_ECUD_MILA	40.000	69	0.46	0.070180	1.343400	0.011900	0.359300	1.500000	1.500000	80°
SAN CARLOS-MILAGRO	MOLINO-MILAGRO	Z1_1CKT_SCAR_MILA	15.650	69	0.46	0.070180	1.343400	0.011900	0.359300	1.500000	1.500000	80°
PASCUALES 69-GEPASCUALES	PASCUALES	2 CONDUCTORES_1113	0.500	69	1.77222	0.0295425	0.237834	0.1473955	0.790515	3.529870	2.230960	80°
NODO2_HOLCIM	PASCUALES	Z1_1CKT_477_26/7	1.410	69	0.602452	0.1318	0.4049	0.3094	2.337400	2.233400	0.000000	80°
POLICENTRO-CEIBOS	PASCUALES	Z1_1CKT_477_26/7	9.180	69	0.602452	0.1318	0.4049	0.3094	2.337400	2.233400	0.000000	80°
SALITRAL-ELECTROQUIL1	PASCUALES	Z1_1CKT_477_26/7	12.000	69	0.602452	0.1318	0.4049	0.3094	2.337400	2.233400	0.000000	80°
SALITRAL-ELECTROQUIL2	PASCUALES	Z1_1CKT_477_26/7	12.000	69	0.602452	0.1318	0.4049	0.3094	2.337400	2.233400	0.000000	80°
SALITRAL-PASCUALES	PASCUALES	Z1_1CKT_477	12.900	69	0.605	2.842	1.225	0	0.000000	0.020000	0.000000	80°
ANIBAL SANTOS-CEIBOS	SALITRAL	Z1_1CKT_477_26/7	0.800	69	0.602452	0.1318	0.4049	0.3094	2.3374	2.233400	0.000000	80°
ANIBAL SANTOS-PROSPERINA	SALITRAL	Z1_1CKT_477_26/7	1.100	69	0.602452	0.1318	0.4049	0.3094	2.3374	2.233400	0.000000	80°
CECC_PBCE_HOLCIM	SALITRAL	Z1_1CKT_477_26/7	1.930	69	0.602452	0.1318	0.4049	0.3094	2.3374	2.233400	0.000000	80°
CEMENTO-HOLCIM	SALITRAL	Z1_1CKT_4/0_5005	7.813	69	0.27612	2.650951	3.517413	4.039321	18.61682	2.233400	0.000000	80°
SALITRAL-ALVARO TINAJERO	SALITRAL	Z1_477_2Conductores	0.900	69	1.0543	0.06072615	0.2201132	0.1719148	0.7331715	3.409890	2.285140	80°
SALITRAL-ANIBAL SANTOS	SALITRAL	Z2_2CKT_1200_CATEG1_2	0.500	69	2.2	0.027398	0.248326	0.155595	0.739435	3.382350	2.254190	80°
SALITRAL-ASANTOS_HOLCIM	SALITRAL	Z2_2CKT_1200_CATEG1_2	0.500	69	2.2	0.027398	0.248326	0.155595	0.739435	3.382350	2.254190	80°
SALITRAL-GZEVALLS_1	SALITRAL	2 CONDUCTORES_1113	0.350	69	1.77222	0.0295425	0.237834	0.1473955	0.790515	3.529870	2.230960	80°
SALITRAL-GZEVALLS_2	SALITRAL	2 CONDUCTORES_1113	0.350	69	1.77222	0.0295425	0.237834	0.1473955	0.790515	3.529870	2.230960	80°
FORELLANA-JIVINO	SAN FRANCISCO	JIVINO FCO ORELLANA	41.800	69	0.457	0.239002	0.478956	0.52699899	1.650070	3.320000	3.320000	80°
JIVINO-LAGRIO	SAN FRANCISCO	JIVINO FCO ORELLANA	31.000	69	0.457	0.239002	0.478956	0.52699899	1.650070	3.320000	3.320000	80°
JIVINO-SHUSHUFINDI	SAN FRANCISCO	JIVINO SHUSHUFINDI	20.000	69	0.457	0.239002	0.478956	0.52699899	1.650070	3.320000	3.320000	80°
IBARRA-SALEGRE	SANTA ROSA-TOTORAS	Z1_1CKT_477_26/7	22.000	69	0.602452	0.1318	0.4049	0.3094	2.337400	2.233400	0.000000	80°
PAYAM_FORELL	SANTA ROSA-TOTORAS	Payamino Fco Orellana	0.500	69	0.5	0.119501	0.239478	0.263495	0.825035	3.320900	3.320900	80°
CALOPE-QUEVEDO	STO. DOMINGO-	CALOPQUEV_ACAR450	29.716	69	0.597	0.15567	0.48487	0.44719	1.626850	3.612130	2.100000	80°

	QUEVEDO											
PORT_1_MANT_0_1	STO. DOMINGO-QUEVEDO	Z2_1CKT_266.8	35.000	69	0.37653	0.240474	0.457062	0.5411871	1.808360	3.612130	2.018940	80°
PORT_1_MANT_0_2	STO. DOMINGO-QUEVEDO	Z2_1CKT_266.8	31.800	69	0.37653	0.240474	0.457062	0.5411871	1.808360	3.612130	2.018940	80°
PORT_PORT_1_0_1	STO. DOMINGO-QUEVEDO	Z1_2CKT_PORT_MANT_650	5.600	69	0.37653	0.1112	0.9052	0.0089	0.034100	3.612130	2.018940	80°
PORT_PORT_1_0_2	STO. DOMINGO-QUEVEDO	Z1_2CKT_PORT_MANT_650	5.600	69	0.37653	0.1112	0.9052	0.0089	0.034100	3.612130	2.018940	80°
PORT_PORT_2_3I	STO. DOMINGO-QUEVEDO	Z2_1CKT_266.8	7.100	69	0.37653	0.240474	0.457062	0.5411871	1.808360	3.612130	2.018940	80°
PORTOVIEJO1-MANTA1	STO. DOMINGO-QUEVEDO	2CKT_266,8_Z2	35.000	69	0.37653	0.240474	0.457062	0.541187	1.808360	3.612130	2.018940	80°
PORTOVIEJO-MANTA2	STO. DOMINGO-QUEVEDO	1CKT_266,8_Z2	7.100	69	0.37653	0.240474	0.457062	0.541187	1.808360	3.612130	2.018940	80°
PORTOVIEJO-PORTOVIEJO2	STO. DOMINGO-QUEVEDO	2CKT_650_Z1	5.600	69	0.37653	0.1112	0.9052	0.0089	0.034100	3.612130	2.018940	80°
QUEVEDO-CALOPE	STO. DOMINGO-QUEVEDO	ACAR_450	29.716	69	0.597	0.15567	0.48487	0.44719	1.626850	3.612130	2.100000	80°
QUEVEDO-ENERGY INTERNATIONAL	STO. DOMINGO-QUEVEDO	2 CONDUCTORES_1113	0.500	69	1.77222	0.0295425	0.237834	0.1473955	0.790515	3.529870	2.230960	80°
QUEVEDO-ENERGY INTERNATIONAL	STO. DOMINGO-QUEVEDO	2CONDUC_1113	0.500	69	1.77222	0.0295425	0.237834	0.1473955	0.790515	3.529870	2.230960	80°
GUASMOII-ULYSSEAS	TRINITARIA	Z1_1CKT_477_26/7	3.090	69	0.602452	0.1318	0.4049	0.3094	2.337400	2.233400	0.000000	80°
TRINITARIA-GUASMOI	TRINITARIA	Z1_1CKT_477_26/7	5.670	69	0.602452	0.1318	0.4049	0.3094	2.337400	2.233400	0.000000	80°
TRINITARIA-GUASMOII	TRINITARIA	Z1_1CKT_477_26/7	4.990	69	0.602452	0.1318	0.4049	0.3094	2.337400	2.233400	0.000000	80°

NOMBRE	ZONA	CIRCUITO	L [Km]	Vnom [Kv]	Inom [kA]	R1,2 [ $\Omega$ /Km]	X1,2 [ $\Omega$ /Km]	R0 [ $\Omega$ /Km]	X0 [ $\Omega$ /Km]	B'1,2 [ $\mu$ S/Km]	B'0 [ $\mu$ S/Km]	Tmax [°]
IPIALES-TULCAN	INTERCONEXION COL	Inetyp IPITUE 138	15.490	138	0.644000	0.120000	0.505800	0.240400	1.224400	3.248300	1.950600	80°
CUENCA-LOJA	MOLINO-MILAGRO	Z1_2CKT_397.5	134.200	138	0.47485	0.161847	0.495828	0.408933	1.635959	3.359500	2.259770	80°
MACHALA-SAN IDELFONSO2	MOLINO-MILAGRO	Z1_2CKT_397.5	112.700	138	0.47485	0.161847	0.495828	0.408933	1.635959	3.359500	2.259770	80°
MILAGRO-BABAHOYO	MOLINO-MILAGRO	Z1_1CKT_397.5	47.300	138	0.47485	0.161578	0.477579	0.417298	1.668410	3.445500	1.992430	80°
MILAGRO-SAN IDELFONSO1	MOLINO-MILAGRO	Z1_2CKT_397.5	112.700	138	0.47485	0.161847	0.495828	0.408933	1.635959	3.359500	2.259770	80°
MOLINO-CUANCA1	MOLINO-MILAGRO	Z1_2CKT_397.5	67.080	138	0.47485	0.161847	0.495828	0.408933	1.635959	3.359500	2.259770	80°
MOLINO-CUENCA2	MOLINO-MILAGRO	Z1_2CKT_397.5	67.080	138	0.47485	0.161847	0.495828	0.408933	1.635959	3.359500	2.259770	80°
SAN IDELFONSO-MACHALA1	MOLINO-MILAGRO	Z1_2CKT_397.5	21.000	138	0.47485	0.161847	0.495828	0.408933	1.635959	3.359500	2.259770	80°
SAN IDELFONSO-MACHALA2	MOLINO-MILAGRO	Z1_2CKT_397.5	21.000	138	0.47485	0.161847	0.495828	0.408933	1.635959	3.359500	2.259770	80°
SIDELFONSO-MPOWER	MOLINO-MILAGRO	Z1_2CKT_MPP	11.200	138	0.8584873	0.059085	0.472668	0.307411	1.569903	3.529870	2.191020	80°
ELECTROQUIL-POSORJA	PASCUALES	Z1_1CKT_397.5	83.340	138	0.47485	0.161578	0.477579	0.417298	1.668410	3.445500	1.992430	80°
LAS JUNTAS-STA ELENA	PASCUALES	Z1_1CKT_397.5	59.800	138	0.47485	0.161578	0.477579	0.417298	1.668410	3.445500	1.992430	80°
PASCUALES-CEDEGE	PASCUALES	Z1_1CKT_397.5	1.000	138	0.47485	0.161578	0.477579	0.417298	1.668410	3.445500	1.992430	80°
PASCUALES-ELECTROQUIL	PASCUALES	Z1_2CKT_397.5	38.030	138	0.47485	0.161847	0.495828	0.408933	1.635959	3.359500	2.259770	80°
PASCUALES-LAS JUNTAS	PASCUALES	Z1_2CKT_397.5	45.680	138	0.47485	0.161847	0.495828	0.408933	1.635959	3.359500	2.259770	80°
PASCUALES-POLICENTRO1	PASCUALES	Z1_2CKT_477	15.100	138	0.52715	0.13494702	0.4891409	0.38203298	1.629270	3.409890	2.285140	80°
PASCUALES-POLICENTRO2	PASCUALES	Z1_2CKT_477	15.100	138	0.52715	0.13494702	0.4891409	0.38203298	1.629270	3.409890	2.285140	80°
PASCUALES-SALITRAL1	PASCUALES	Z1_2CKT_477	17.400	138	0.52715	0.13494702	0.4891409	0.38203298	1.629270	3.409890	2.285140	80°
PASCUALES-SALITRAL2	PASCUALES	Z1_2CKT_477	17.400	138	0.52715	0.13494702	0.4891409	0.38203298	1.629270	3.409890	2.285140	80°
TRINITARIA-SALITRAL	PASCUALES	Z1_2CKT_1113	11.000	138	0.88611	0.059085	0.472668	0.294791	1.581030	3.529870	2.230960	80°
CONOCOTO-VICENTINA	QUITO	1CKT_477_Z2	10.000	138	0.46857	0.134755	0.497342	0.389118	1.686260	3.315990	2.078200	80°
EL CARMEN1-PAPALLACTA	QUITO	1CKT_397,5_Z2	31.000	138	0.41627	0.161678	0.477579	0.417298	1.668410	3.445500	1.992430	80°



EUGENIO ESPEJO-SELVA ALEGRE	QUITO	2CKT_636_Z2	16.260	138	0.72	0.0916	0.40186	0.39291	1.624320	4.160630	2.138620	80°
POMASQUI1-POMASQUI2	QUITO	2CKT_636_Z2	2.090	138	0.72	0.0916	0.40186	0.39291	1.624320	4.160630	2.138620	80°
POMASQUI-VICENTINA	QUITO	2CKT_636_Z3	20.700	138	0.46857	0.134755	0.497342	0.389118	1.686260	3.315990	2.078200	80°
S/19-POMASQUI2	QUITO	2CKT_636_Z2	17.730	138	0.72	0.0916	0.40186	0.39291	1.624320	4.160630	2.138620	80°
SANTA ROSA -ADELCA	QUITO	1CKT_266.8_Z1	15.790	138	0.37653	0.240478024	0.490917986	0.496097973	1.681749842	3.344160	1.951812	80°
SANTA ROSA II-EUGENIO ESPEJO	QUITO	2CKT_636_Z2	8.940	138	0.72	0.0916	0.40186	0.39291	1.624320	4.160630	2.138620	80°
SANTA ROSA-CONOCOTO	QUITO	1CKT_477_Z2	12.500	138	0.46857	0.134755	0.497342	0.389118	1.686260	3.315990	2.078200	80°
SANTA ROSA-EL CARMEN1	QUITO	1CKT_397,5_Z2	29.300	138	0.41627	0.161678	0.477579	0.417298	1.668410	3.445500	1.992430	80°
SANTA ROSA-SANTA ROSA II	QUITO	2CKT_636_Z2	0.340	138	0.72	0.0916	0.40186	0.39291	1.624320	4.160630	2.138620	80°
SANTA ROSA-SELVA ALEGRE	QUITO	2CKT_636_Z2	24.170	138	0.72	0.0916	0.40186	0.39291	1.624320	4.160630	2.138620	80°
SELVA ALEGRE-POMASQUI1	QUITO	2CKT_636_Z2	17.130	138	0.72	0.0916	0.40186	0.39291	1.624320	4.160630	2.138620	80°
SELVA ALEGRE-S/E 19	QUITO	2CKT_636_Z2	8.480	138	0.72	0.0916	0.40186	0.39291	1.624320	4.160630	2.138620	80°
VICENTINA-GUANGOPOLO	QUITO	1CKT_477_Z2	7.000	138	0.46857	0.134755	0.497342	0.389118	1.686260	3.315990	2.078200	80°
PUYO-TENA	SAN FRANCISCO	268.8_KCM_Z2_C1_Puyo_Tena	66.130	138	0.46021	0.2117	0.5034	0.4411	1.612300	3.260000	1.930000	80°
TENA-FRANCISCO DE ORELLANA	SAN FRANCISCO	300_KCM_Z2_C1_Tena Fco Orellana	142.130	138	0.46	0.2404772	0.4229	0.7214316	1.371168	3.320900	1.940000	80°
AGOYAN-PUYO	SANTA ROSA-TOTORAS	268.8_KCM_Z2_C1_Agoyan_Puyo	43.900	138	0.46021	0.2117	0.5034	0.4411	1.612300	3.260000	1.930000	80°
IBARRA-TULCAN	SANTA ROSA-TOTORAS	Z2_1CKT_477	74.480	138	0.46857	0.134755	0.497342	0.389118	1.686260	3.315990	2.078200	80°
MULALO-NOVACERO	SANTA ROSA-TOTORAS	Z1_1CKT_477	1.200	138	0.46857	0.134755	0.497342	0.389118	1.686260	3.315990	2.078200	80°
MULALO-VICENTINA	SANTA ROSA-TOTORAS	Z2_1CKT_477	74.000	138	0.46857	0.134755	0.497342	0.389118	1.686260	3.315990	2.078200	80°
POMASQUI-IBARRA1	SANTA ROSA-TOTORAS	Z2_2CKT_477	60.575	138	0.46857	0.135174	0.496986	0.459575	1.625620	3.358500	2.279510	80°
POMASQUI-IBARRA2	SANTA ROSA-TOTORAS	Z2_2CKT_477	60.575	138	0.46857	0.135174	0.496986	0.459575	1.625620	3.358500	2.279510	80°

PUCARA-AMBATO	SANTA ROSA-TOTORAS	Z2_1CKT_477	27.740	138	0.46857	0.134755	0.497342	0.389118	1.686260	3.315990	2.078200	80°
PUCARA-MULALO	SANTA ROSA-TOTORAS	Z2_1CKT_477	35.000	138	0.46857	0.134755	0.497342	0.389118	1.686260	3.315990	2.078200	80°
TOTORAS-AGOYAN1	SANTA ROSA-TOTORAS	Z2_2CKT_636_AgoToto	33.000	138	0.55643	0.101774	0.486091	0.426175	1.614720	3.438310	2.319160	80°
TOTORAS-AGOYAN2	SANTA ROSA-TOTORAS	Z2_2CKT_636_AgoToto	33.000	138	0.55643	0.101774	0.486091	0.426175	1.614720	3.438310	2.319160	80°
TOTORAS-AMBATO	SANTA ROSA-TOTORAS	Z2_1CKT_397.5	7.000	138	0.41627	0.161678	0.477579	0.417298	1.668410	3.445500	1.992430	80°
VICENTINA-GUANGOPOLO	SANTA ROSA-TOTORAS	Z2_1CKT_477	7.000	138	0.46857	0.134755	0.497342	0.389118	1.686260	3.315990	2.078200	80°
VICENTINA-POMASQUI1	SANTA ROSA-TOTORAS	Z2_2CKT_477	20.392	138	0.46857	0.135174	0.496986	0.459575	1.625620	3.358500	2.279510	80°
VICENTINA-POMASQUI2	SANTA ROSA-TOTORAS	Z2_2CKT_477	20.392	138	0.46857	0.135174	0.496986	0.459575	1.625620	3.358500	2.279510	80°
CHONE-SEVERINO	STO. DOMINGO-QUEVEDO	Z1_2CKT_397.5	30.250	138	0.47485	0.161847	0.495828	0.408933	1.635959	3.359500	2.259770	80°
DAULE PERIPA-CHONE	STO. DOMINGO-QUEVEDO	Z1_2CKT_397.5	63.750	138	0.47485	0.161847	0.495828	0.408933	1.635959	3.359500	2.259770	80°
DAULE PERIPA-PORTOVIEJO1	STO. DOMINGO-QUEVEDO	Z1_2CKT_397.5	91.200	138	0.47485	0.161847	0.495828	0.408933	1.635959	3.359500	2.259770	80°
DAULE PERIPA-PORTOVIEJO2	STO. DOMINGO-QUEVEDO	Z1_2CKT_397.5	91.200	138	0.47485	0.161847	0.495828	0.408933	1.635959	3.359500	2.259770	80°
DAULE PERIPA-QUEVEDO1	STO. DOMINGO-QUEVEDO	Z1_2CKT_397.5	43.200	138	0.47485	0.161847	0.495828	0.408933	1.635959	3.359500	2.259770	80°
DAULE PERIPA-QUEVEDO2	STO. DOMINGO-QUEVEDO	Z1_2CKT_397.5	43.200	138	0.47485	0.161847	0.495828	0.408933	1.635959	3.359500	2.259770	80°
PORTOVIRJO-MANTA	STO. DOMINGO-QUEVEDO	Z2_1CKT_477	25.000	138	0.46857	0.134755	0.497342	0.389118	1.686260	3.315990	2.078200	80°
SANTO DOMINGO-ESMERALDAS	STO. DOMINGO-QUEVEDO	2CKT_397,5_Z1	154.800	138	0.47485	0.161847	0.495828	0.408933	1.635960	3.359500	2.259770	80°
STO DOMINGO-ESMERALDAS1	STO. DOMINGO-QUEVEDO	Z1_2CKT_397.5	154.800	138	0.47485	0.161847	0.495828	0.408933	1.635959	3.359500	2.259770	80°
STO DOMINGO-ESMERALDAS2	STO. DOMINGO-QUEVEDO	Z1_2CKT_397.5	154.800	138	0.47485	0.161847	0.495828	0.408933	1.635959	3.359500	2.259770	80°

NOMBRE	ZONA	CIRCUITO	L [Km]	Vnom [Kv]	Inom [kA]	R1,2 [ $\Omega$ /Km]	X1,2 [ $\Omega$ /Km]	R0 [ $\Omega$ /Km]	X0 [ $\Omega$ /Km]	B'1,2 [ $\mu$ S/Km]	B'0 [ $\mu$ S/Km]	Tmax [°]
FRONTERA-ZORRITOS	ECUADOR-PERU	Z1_2CKT_1200	55.000	230	0.8334	0.05192	0.4866	0.2053	1.143500	3.314600	1.808100	80°
MACHALA-FRONTERA	ECUADOR-PERU	Z1_2CKT_1200	50.000	230	0.8334	0.05192	0.4866	0.2053	1.143500	3.314600	1.808100	80°
JAMONDINO-POMASQUI1	INTERCONEXION COL	Inetyp JMDPQI 220	212.183	230	1.053000	0.054300	0.485000	0.282700	1.241400	3.452000	2.216700	80°
JAMONDINO-POMASQUI2	INTERCONEXION COL	Inetyp JMDPQI 220	212.183	230	1.053000	0.054300	0.485000	0.282700	1.241400	3.452000	2.216700	80°
JAMONDINO-POMASQUI3	INTERCONEXION COL	Inetyp JMDPQI 3-4 220	213.805	230	1.062000	0.052300	0.488400	0.345300	1.467400	3.471900	2.295000	80°
JAMONDINO-POMASQUI4	INTERCONEXION COL	Inetyp JMDPQI 3-4 220	213.805	230	1.062000	0.052300	0.488400	0.345300	1.467400	3.471900	2.295000	80°
DOS CERRITOS-MILAGRO	MOLINO-MILAGRO	Z1_2CKT_1113	42.700	230	0.88661	0.059085	0.472668	0.294791	1.581030	3.529870	2.230960	80°
PASCUALES-DOS CERRITOS	MOLINO-MILAGRO	Z1_2CKT_1113	10.000	230	0.88611	0.059085	0.472668	0.294791	1.581030	3.529870	2.230960	80°
PASCUALES-TRINITARIA	PASCUALES	Z1_2CKT_1113	28.280	230	0.88611	0.059085	0.472668	0.294791	1.581030	3.529870	2.230960	80°
SANTA ROSA-POMASQUI	QUITO	2CKT_1200_Z2	46.000	230	0.8334	0.0547856	0.496652	0.31119	1.478870	3.382350	2.254190	80°
MILAGRO-PASCUALES	RED 230	Z1_2CKT_1113	52.700	230	0.88611	0.059085	0.472668	0.294791	1.581030	3.529870	2.230960	80°
MOLINO-MILAGRO1	RED 230	Z1_2CKT_1113	135.740	230	0.88611	0.059085	0.472668	0.294791	1.581030	3.529870	2.230960	80°
MOLINO-MILAGRO2	RED 230	Z1_2CKT_1113	135.740	230	0.88611	0.059085	0.472668	0.294791	1.581030	3.529870	2.230960	80°
MOLINO-PASCUALES1	RED 230	Z1_2CKT_1113	188.430	230	0.88611	0.059085	0.472668	0.294791	1.581030	3.529870	2.230960	80°
MOLINO-PASCUALES2	RED 230	Z1_2CKT_1113	188.430	230	0.88611	0.059085	0.472668	0.294791	1.581030	3.529870	2.230960	80°
MOLINO-RIOBAMBA	RED 230	Z2_2CKT_1113	157.300	230	0.858500	0.0593798	0.490712	0.36567	1.563560	3.407610	2.263260	80°
QUEVEDO-PASCUALES1	RED 230	Z1_2CKT_1113	145.250	230	0.88611	0.059085	0.472668	0.294791	1.581030	3.529870	2.230960	80°
QUEVEDO-PASCUALES2	RED 230	Z1_2CKT_1113	145.250	230	0.88611	0.059085	0.472668	0.294791	1.581030	3.529870	2.230960	80°
STA ROSA-POMASQUI1	RED 230	Z2_2CKT_1200	46.000	230	0.8334	0.054785609	0.496651957	0.31119	1.478870	3.382350	2.254190	80°
STA ROSA-POMASQUI2	RED 230	Z2_2CKT_1200	46.000	230	0.8334	0.054785609	0.496651957	0.31119	1.478870	3.382350	2.254190	80°
STA ROSA-TOTORAS1	RED 230	Z2_2CKT_1113	110.090	230	0.8585	0.0593798	0.490712	0.36567	1.563560	3.407610	2.263260	80°
STA ROSA-TOTORAS2	RED 230	Z2_2CKT_1113	110.090	230	0.8585	0.0593798	0.490712	0.36567	1.563560	3.407610	2.263260	80°
STO DOMINGO-QUEVEDO1	RED 230	Z1_2CKT_1113	104.000	230	0.88611	0.059085	0.472668	0.294791	1.581030	3.529870	2.230960	80°
STO DOMINGO-QUEVEDO2	RED 230	Z1_2CKT_1113	104.000	230	0.88611	0.059085	0.472668	0.294791	1.581030	3.529870	2.230960	80°
STO DOMINGO-STA ROSA1	RED 230	Z2_2CKT_1113	78.340	230	0.8585	0.0593798	0.490712	0.36567	1.563560	3.407610	2.263260	80°

STO DOMINGO-STA ROSA2	RED 230	Z2_2CKT_1113	78.340	230	0.8585	0.0593798	0.490712	0.36567	1.563560	3.407610	2.263260	80°
TOTORAS-MOLINO	RED 230	Z2_2CKT_1113	200.200	230	0.8585	0.0593798	0.490712	0.36567	1.563560	3.407610	2.263260	80°
TOTORAS-RIOBAMBA	RED 230	Z2_2CKT_1113	42.880	230	0.8585	0.0593798	0.490712	0.36567	1.563560	3.407610	2.263260	80°
TOTORAS-SAN FRANCISCO1	SANTA ROSA-TOTORAS	Z2_2CKT_795_SFICO	46.320	230	0.918	0.06514	0.46171	0.12631	1.587800	3.900000	2.620000	80°
TOTORAS-SAN FRANCISCO2	SANTA ROSA-TOTORAS	Z2_2CKT_795_SFICO	46.320	230	0.918	0.06514	0.46171	0.12631	1.587800	3.900000	2.620000	80°
QUEV_SGRE_2_2_A	STO. DOMINGO-QUEVEDO	Z1_2CKT_1113_Qve_Sgre	10.000	230	0.88611	0.059085	0.472668	0.294791	1.581030	3.529870	2.230960	80°
QUEV_SGRE_2_2_B	STO. DOMINGO-QUEVEDO	Z1_2CKT_1113_Qve_Sgre	110.000	230	0.88611	0.059085	0.472668	0.294791	1.581030	3.529870	2.230960	80°
QUEVEDO-PASCUALES	STO. DOMINGO-QUEVEDO	2CKT_1113_Z1	145.250	230	0.88611	0.059085	0.472668	0.294791	1.581030	3.529870	2.230960	80°
SANTO DOMINGO-QUEVEDO	STO. DOMINGO-QUEVEDO	2CKT_1113_Z1	104.000	230	0.88611	0.059085	0.472668	0.294791	1.581030	3.529870	2.230960	80°
SANTO DOMINGO-STA. ROSA	STO. DOMINGO-QUEVEDO	2CKT_1113_Z2	78.340	230	0.8585	0.0593799	0.490712	0.36567	1.563560	3.407610	2.263260	80°
TRINITARIA-ESCLUSAS	TRINITARIA	Z1_2CKT_2x750	6.500	230	1.614	0.041	0.33	0.21	1.520000	5.020000	2.704000	80°

### **ANEXO 3**

## **PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE LOS GENERADORES**

NOMBRE	Sk	Vr	fp	xd sat	xd' sat	xd'' sat	x2	x0	RG	Qmin	Qmáx	Pmin	Pmáx	xd	xd'	xd''	xq	xq'	xq''	xc	xl
	MVA			%	%	%	%	%	ohm	MVAr	MVAr	MW	MW	%	%	%	%	%	%	%	%
G_MACH-POW_1	88.11	13.8	0.9	163.7	20.2	15	20	10	0	-40	50	0	74.8935	163.7	20.2	15	148	28	19	0	10
G_MACH-POW_2	88.11	13.8	0.9	163.7	20.2	15	20	10	0	-40	50	0	74.8935	163.7	20.2	15	148	28	19	0	10
G_GUARANDA	1.5	69	0.8	110	25	18	20	10	0.57189189	0	0.75	0	0	115	30	20	60	30	20	0	10
G_S.ELENA	15.35	69	0.8	165	30	15	20	10	0.046571	-1.4	4	4	12	180	40	20	170	70	20	0	10
ECOLUZ	10	4.16	0.9	120	25	20	20	10	0.00034646	-0.6666667	2.066667	0	9	150	30	20	100	100	20	0	10
G_ESMERA_G2 (Propicia)	4.9	69	0.8	196	23.1	20	20	10	0.14589079	-1	3.2	0	0	196	23.1	14.6	196	23.1	18.56	0	10
G_ESMERALDAS_G1 (Termoesmer)	156	13.8	0.85	196	23.1	14.6	14.5	6.9	0	-16.98	29.61758	0	132.6	196	23.1	14.6	196	23.1	18.56	0	10
G_STA.ROSA_3	30	13.8	0.6	225	18.3	13	20	10	0.00127087	-11	24	0	18	225	18.3	13	210	56	13	0	11
G_STA.ROSA_1	30	13.8	0.6	225	210	13	20	10	0.00127087	-11	24	0	18	225	18.3	13	210	56	13	0	11
G_GUANGO_H6	12.8	6.3	0.9	100	0	20	20	18	0.00062078	-2.72	2.72	0	11.5	104	30	20	75	30	20	0	10
G_GHERNAN_1	6.75	13.8	0.8	95.3	27.6	11	11	36	0.00013034	0	3.11	0	5.5	95.3	37.6	23	95.3	37.6	23	0	10
G_STA.ROSA_2	30	13.8	0.6	225	18.3	13	20	10	0.00127087	-11	24	0	18	225	18.3	13	210	56	13	0	11
G_Calope_1	10.4	6.9	0.92	100	30	10	20	10	0.00032045	-1	2	0	10	137	33	13.23	76	76	13.23	0	10
G_Calope_2	10.4	6.9	0.92	100	30	10	20	10	0.00032045	-1	2	0	10	137	33	13.23	76	76	13.23	0	10
La Esperanza	3.4	4.16	0.95	100	40	20	29.28	8.9	0.00071258	-1.5	2	0	3.3	154.75	44.32	28.27	147.87	147.87	31.7	0	10
La Esperanza_2	3.4	4.16	0.95	100	40	20	29.28	8.9	0.00071258	-1.5	2	0	3.3	154.75	44.32	28.27	147.87	147.87	31.7	0	10
G_PosaHonda_2	1.65	4.16	0.95	130	30	20	27.38	0.76	0.00146836	-0.66	1.155	0	1.6	143.49	34.88	25.48	139.35	139.35	29.28	0	10
G_PozaHonda	1.65	4.16	0.95	130	30	20	27.38	0.76	0.00146836	-0.66	1.155	0	1.6	143.49	34.88	25.48	139.35	139.35	29.28	0	10
G_AGOYAN_1	85	13.8	0.94	105	30	22	20	10	0	-10	30	0	79.9	105	30	22	68	68	29	0	0
G_AGOYAN_2	85	13.8	0.94	105	30	22	20	10	0	-10	30	0	79.9	105	30	22	68	68	29	0	0
Guangopolo_H	2.5	6.3	0.8	100	25	15	0.2	0.18	0.00238378	-0.53	0.53	0	2	104	26	17.5	75	26	17.5	0	10
G_Chillos_H	2	6.3	0.8	100	30	30	0.2	0.1	0.00595946	-0.21	0.5	0	1.6	110	34	10	80	80	10	0	10
G_ELCARMEN	10	6.6	0.8	160	25	14	20	10	0.008712	0	41	0	8	179.3	26.7	15.7	175.7	175.7	15.7	0	10
G_Pasochoa_H	2.8	6.3	0.8	100	30	30	20	18	0.00185603	-0.18	0.45	0	2.25	110	34	30	80	80	30	0	10
G_Guangopolo_T7	1.88	6.6	0.8	93	34	20	23	10	0.00463868	0	0.85	0	1.5	95.3	37.6	23	95.3	37.6	23	0	10
G_COCA_U1	6.75	13.8	0.8	95.3	27.6	11	11	36	0.00013034	0	3.11	0	5.5	95.3	37.6	23	95.3	37.6	23	0	10
G_JIVINO_U1	6.75	13.8	0.8	95.3	27.6	11	11	36	0.00013034	0	3.11	0	5.5	95.3	37.6	23	95.3	37.6	23	0	10
G_VICTORIA_TRI	142	13.8	0.9	165	18	15	20	10	0.00020137	-25	50	0	127.8	171.7	20.3	17.6	166.3	33.7	17.6	0	11.3
G_TV2_GZ	85.883	13.8	0.85	140	20	12	14.64	8.6	0.00026636	-10	42	0	73	156	24.62	14.74	156	24.62	14.74	0	8

G_TG5_GASAN	28.5	13.8	0.85	170	15	10	20	10	0.00066888	-3	7	15	24	180	18	11	180	18	11	0	9
G_TG1_GASAN	25	13.8	0.85	180	25	11	20	10	0.00083877	-2.5	6	0	20	197	28	15	197	28	15	0	10
G_TG3_GASAN	25	13.8	0.85	185	20	11	20	10	0.00083877	-2.5	6	5	20	197	28	15	197	28	15	0	9
G_TG2_GASAN	25	13.8	0.85	180	25	11	20	10	0.00083877	-2.5	6	5	22	197	28	15	197	28	15	0	10
G_A.TINAJERO_2	48	13.8	0.85	200	16	11	20	10	0.00043686	0	25	10	40	209	18.1	12.4	209	18.1	12.4	0	10
G_TV3_GZ	85.833	13.8	0.85	150	20	12	14.64	8.6	0.00026651	-10	42	0	72	156	24.62	14.74	156	24.62	14.74	0	10
G_TG4_GZ	36.4	13.8	0.85	230	20	14	20	10	0.00073319	-10	20	5	30	238	23.5	16.5	224	30.6	16.5	0	12
G_TG6_GASAN	29.6	13.8	0.85	175	22	15	16.4	9.4	0.00096603	-3	7	5	25	186.7	25.6	17.4	176	45.3	17.4	0	10
G_TV1_VASAN	36.67	13.8	0.9	125	22	11	20	10	0.00057184	-10	10	10	33	135	24	13	135	24	13	0	7
G_A.TINAJERO_1	60	13.8	0.9	234.6	21.8	13.5	20	9.7	0	0	25	0	54	234.6	21.8	13.5	234.6	21.8	13.5	0	10
SFRAN_U2	125.7	13.8	0.9	105	0	22	23	9	0.00023332	-20.11	40	0	113	110	28	17	71	71	21	0	10
SFRAN_U1	125.7	13.8	0.9	105	0	22	23	9	0.00023332	-20.11	40	0	113	110	28	17	71	71	21	0	10
G_EQUIL_4	57.41	13.8	0.9	220	21	16	20	10	0.00053128	-5	10	0	50	239.5	23.4	17.1	219	33	17.1	0	10
G_EQUIL_3	57.41	13.8	0.85	230	30	15	20	10	0.00049808	-5	10	0	50	239.5	23.4	17.1	219	33	17.1	0	10
G_CUENCA_69	70	69	0.9	105	25	22	20	10	0.01497812	-9	21	0	63	115	30	29	60	60	29	0	10
G_GNR_U1	5.1	13.8	0.85	120	18	10	0.1	0.033	0.00373786	-2.44	3.25	1	4.3	135	22	12	135	22	12	0	10
G_NAYON_1	16.5	6.9	0.9	160	25	15	20	7.3	0.00043325	-1	12	0	0	179.3	26.7	15.7	175.7	175.7	15.7	0	10
G_CUMBAYA_H1	11.2	4.16	0.9	101.2	0	20	20	10	0	-1	3.02	0	10	179.3	26.7	15.7	175.7	175.7	15.7	0	10
G_AMBATO	8.66	69	0.9	95	30	18	20	10	0.09905749	0	1.2	0	7.794	100	35	20	75	75	20	0	10
G_BABAHOYO	8.8	69	0.8	165	35	18	20	10	0.09748157	-1	1	0	7	180	40	20	170	70	20	0	10
G_PAPALLACTA	15.5	6.9	0.95	165	25	15	20	10	0.0004612	-2.22	6.68	0	14.7	179.3	30	20	155.3	155.3	20	0	10
G_RECUPERADORA	16.484	13.8	0.91	95.3	27	20	11	10	0	-7	2	-	100000	95.3	27	20	57	57	20	10	10
G_PASCUA	110	13.8	0.95	178.8	23.5	19.7	20	10	0	-10	20	0	104.5	178.8	23.5	19.7	157.5	30.6	19.7	0	10
G_LOJA	20	69	0.85	105	28	12	20	10	0.02859459	0	9.2	0	17	115	30	14	60	60	14	0	10
PBII_3	15.313	13.8	0.8	135	0	12	20	10	0	-1.53	6.12	3	12	202	52	24	202	52	24	0	10
PBII_1	15.313	13.8	0.8	135	0	12	20	10	0	-1.53	6.12	3	12	202	52	24	202	52	24	0	10
G_LULUNCOTO_T	3.375	6.3	0.8	180	25	15	23	2.6	0.00176577	0	1.55	0	2.7	190	28.5	18	110	28.5	18	0	10
G_MACHALA	15	69	0.9	90	25	18	20	10	0.05718919	-1	4	0	0	95.3	27.6	20	57	47	20	0	10
G_EQUIL_2	57.412	13.8	0.85	220	15	10	17.7	9.06	0.00033204	-5.7	7.5	0	48	238.5	18	12.4	238.5	18	12.4	0	10
G_EQUIL_1	57.412	13.8	0.85	220	15	10	17.7	9.06	0.00033204	-5.7	10.3	0	48	238.5	18	12.4	238.5	18	12.4	0	10
G_RIOBAMBA	20	69	0.9	100	25	18	20	10	0.04289189	-4.25	4.25	0	0	100	30	20	75	75	20	0	10
G_MULALO	12	69	0.8	95	30	18	20	10	0.07148649	0	4.444445	0	8.4	100	35	20	75	75	20	0	10
G_GUANGO_T6	6.5	6.6	0.8	90	34	20	23	10	0.00134165	0	3	0	5.2	95.3	37.6	23	95.3	37.6	23	0	10

G_NAYON_2	16.5	6.9	0.9	160	25	15	20	7.3	0.00043325	-1	12	0	0	179.3	26.7	15.7	175.7	175.7	15.7	0	10
G_NAYON_3	16.5	6.9	0.9	160	25	15	20	7.3	0.00043325	-1	12	0	13	179.3	26.7	15.7	175.7	175.7	15.7	0	10
G_CUMBAYA_H4	11.2	4.16	0.9	101.2	0	20	20	10	0	-1	3.02	0	10	179.3	26.7	15.7	175.7	175.7	15.7	0	10
G_CUMBAYA_H3	11.2	4.16	0.9	101.2	0	20	20	10	0	-1	3.02	0	10	179.3	26.7	15.7	175.7	175.7	15.7	0	10
G_CUMBAYA_H2	11.2	4.16	0.9	101.2	0	20	20	10	0	-1	3.02	0	10	179.3	26.7	15.7	175.7	175.7	15.7	0	10
G_PAUTE_5	116.67	13.8	0.9	100	30	8.5	20	10	0.00197809	-42	63	0	105	109	35	9.75	74	74	9.75	0	10
G_PAUTE_4	116.67	13.8	0.9	100	30	8.5	20	10	0.00197809	-42	63	0	105	109	35	9.75	74	74	9.75	0	10
G_PAUTE_3	116.67	13.8	0.9	100	30	8.5	20	10	0.00197809	-42	63	0	105	109	35	9.75	74	74	9.75	0	10
G_PAUTE_2	116.67	13.8	0.9	100	30	8.5	20	10	0.00197809	-42	63	0	105	109	35	9.75	74	74	9.75	0	10
G_PAUTE_1	116.67	13.8	0.9	100	30	8.5	20	10	0.00197809	-42	63	0	105	109	35	9.75	74	74	9.75	0	10
G_D.PERIPA_3	79	13.8	0.9	75	25	20	21	10	0.00036104	-30	40	0	71.1	85.32	37.77	23.94	56.97	56.97	30.86	0	10
G_D.PERIPA_2	79	13.8	0.9	75	25	20	21	10	0.00036104	-30	40	0	71.1	85.32	37.77	23.94	56.97	56.97	30.86	0	10
G_D.PERIPA_1	79	13.8	0.9	75	25	20	21	10	0.00036104	-30	40	0	71.1	85.32	37.77	23.94	56.97	56.97	30.86	0	10
G_PUCARA_1	42.2	13.8	0.9	95	25	18	20	10	0.00081312	-15.825	15.825	0	37.98	97.8	27.5	20.4	59	59	20.4	0	10
PBII_2	15.313	13.8	0.8	135	0	12	20	10	0	-1.53	6.12	3	12	202	52	24	202	52	24	0	10
PBII_4	15.313	13.8	0.8	135	0	12	20	10	0	-1.53	6.12	3	12	202	52	24	202	52	24	0	10
G_ABANICO_U3	8.56	4.16	0.9	115	20	12	0.16	0.05	2.43E-05	-1	1.5	0	7.7	130	23	15	65	65	17	0	10
G_IBARRA_13.8	8.6	13.8	0.93	100	35	19.67	39.16	32.32	0	0	3	4	8	100	35	20	75	75	20	10	10
G_PAUTE_7	127.7	13.8	0.9	102.25	28.05	19.95	21.1	15	0.00309474	-60	60	0	114.93	102.25	28.05	19.92	63.34	63.34	24.04	0	10
G_PAUTE_8	127.7	13.8	0.9	102.25	28.05	19.95	21.1	15	0.00309474	-60	60	0	114.93	102.25	28.05	19.92	63.34	63.34	24.04	0	10
G_PAUTE_6	127.7	13.8	0.9	102.25	28.05	19.95	21.1	15	0.00309474	-60	60	0	114.93	102.25	28.05	19.92	63.34	63.34	24.04	0	10
G_TULCAN_13.8	4.8	13.8	0.9	100	35	13.5	18.48	65.71	0	0	2	0	4.3	100	35	20	75	75	20	10	10
G_PAUTE_9	127.7	13.8	0.9	102.25	28.05	19.95	21.1	15	0.00309474	-60	60	0	114.93	102.25	28.05	19.92	63.34	63.34	24.04	0	10
G_PAUTE_10	127.7	13.8	0.9	102.25	28.05	19.95	21.1	15	0.00309474	-60	60	0	0	102.25	28.05	19.92	63.34	63.34	24.04	0	10
G_PUCARA_2	42.2	13.8	0.9	95	25	18	20	10	0.00081312	-15.825	15.825	0	37.98	97.8	27.5	20.4	59	59	20.4	0	10
G_ABANICO_U1	8.56	4.16	0.9	115	20	12	0.16	0.05	2.43E-05	-1	1.5	0	7.7	130	23	15	65	65	17	0	10
G_ECUDOS	21.8	4.16	0.8	100	35	20	20	10	0	-2	4	2	15	100	35	20	75	40	20	0	10
G_S.CARLOS	20	13.8	0.85	100	35	20	20	10	0	-2	4	2	17	100	35	20	75	75	20	0	10
G_ECOELECTRIC	34.37	4.16	0.95	100	35	20	20	10	0	-2	6	2	32	100	35	20	75	40	20	0	10
G_SIBIMBE_U1	8.55	6.9	0.95	160	25	16	20	10	8.91E-05	-1	3.5	2	8	175	28	19	87	87	21	0	10
G_TPBARGEI	38.42	69	0.78	128	11	9	20	10	0.01116395	-6	24	0	0	135	13	12	130	34	12	0	7



**ANEXO 4**

**DEMANDAS EN BARRAS AÑO 2010, DIFERENTES MESES**

FECHA	HORA									E.E.QUITO																		E.E.P.COTOPAXI					
		T.BARRA69		IBARRA_34.5		T.BARRA_138		T.TULCAN_69		SANTA_ROSA_138				SANTA_ROSA_46				CONOCOTO		VICENTINA_46				POMASQUI_138				AMBATO_69		MULALO_69			
				AMBI		ATR				E.E.SPEJO		S.ALEGRE		PAPALLACTA		TRAFO TRN		TRAFO TRP				TRAFO T1		TRAFO T2		QUITO_1		QUITO_2		LATACUNGA		MULALO	
		MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
2010-Feb-02	01:00	16.27	1.36	4.47	1.45	11.17	7.19	9.47	4.03	64.58	10.17	32.12	7.12	13.08	0.00	28.93	15.52	57.11	29.29	0.00	0.00	22.00	3.55	55.53	15.58	69.13	25.09	26.69	25.20	9.04	3.47	19.57	8.32
	02:00	15.68	1.22	4.02	1.31	10.52	6.92	8.98	4.11	60.98	10.63	31.37	7.68	12.69	0.00	28.17	15.40	54.89	28.78	0.00	0.00	14.94	2.47	42.11	11.93	68.30	21.56	28.06	22.11	7.33	2.73	18.98	8.43
	03:00	16.12	1.56	4.16	1.29	8.32	5.73	8.74	4.15	63.04	10.17	30.48	6.77	12.80	0.00	28.30	15.51	54.93	28.50	0.00	0.00	14.45	2.51	41.72	11.59	68.03	22.72	28.19	24.30	8.01	2.96	18.93	8.34
	04:00	16.06	1.41	4.01	1.37	8.23	5.42	8.85	4.43	61.55	10.06	30.67	7.24	12.76	0.00	28.00	14.61	54.45	27.02	0.00	0.00	14.25	2.35	41.02	11.43	67.11	21.76	27.79	22.52	7.93	3.04	19.35	8.91
	05:00	17.59	2.02	4.47	1.39	8.45	4.98	9.64	4.28	56.96	8.64	34.39	7.38	12.13	0.00	30.91	15.07	56.85	26.21	0.00	0.00	13.91	2.28	43.64	11.40	66.39	20.51	27.03	20.80	8.35	3.18	21.27	8.95
	06:00	19.87	2.51	5.89	1.06	10.29	3.85	11.38	3.51	82.88	17.15	43.14	11.47	12.18	0.00	37.65	13.94	64.01	22.11	0.00	0.00	17.68	2.10	58.22	11.40	77.69	23.06	33.65	22.15	10.19	3.29	25.16	9.17
	07:00	21.05	4.13	5.80	1.50	11.39	7.17	10.88	3.90	80.85	16.43	50.55	12.74	12.41	0.00	36.31	12.07	63.05	19.56	0.00	0.00	26.40	6.08	62.89	10.41	74.04	28.36	30.51	23.64	9.86	3.07	27.26	10.54
	08:00	21.67	6.28	6.02	2.01	11.94	8.02	9.83	4.57	87.10	6.39	53.18	9.33	12.34	2.39	37.93	12.36	64.72	19.99	0.00	0.00	31.16	0.00	65.87	13.88	74.45	23.51	29.90	15.80	9.63	4.08	25.49	11.22
	09:00	23.04	7.08	7.00	2.44	10.86	4.51	9.85	4.10	73.89	8.67	61.10	12.83	12.38	2.58	43.04	14.56	70.44	22.64	0.00	0.00	40.43	2.61	73.76	20.56	77.85	29.99	29.74	18.11	10.35	4.68	27.10	13.22
	10:00	24.40	8.00	7.00	2.69	10.40	7.15	10.60	4.89	76.59	12.84	65.37	16.73	12.76	2.49	45.09	14.78	73.40	22.70	0.00	0.00	42.82	4.15	79.06	22.63	81.63	36.18	31.29	22.21	9.47	4.59	27.28	12.98
	11:00	24.14	7.92	7.16	2.89	10.64	5.10	10.64	4.90	76.50	12.96	65.36	16.96	12.68	3.06	45.51	15.35	73.54	23.21	0.00	0.00	45.24	5.65	81.49	24.39	84.18	38.20	33.65	24.09	9.72	4.71	27.51	13.70
	12:00	23.83	7.98	7.06	3.21	12.58	6.66	10.54	4.99	73.34	12.44	62.60	16.24	12.68	2.77	44.29	15.13	72.73	23.24	0.00	0.00	48.66	6.04	81.66	22.90	83.68	38.09	34.06	25.03	9.21	4.68	27.11	12.17
	13:00	22.65	7.04	6.49	3.37	12.97	8.48	10.30	4.90	72.69	11.01	61.57	15.32	12.87	2.68	43.65	15.72	71.55	24.36	0.00	0.00	45.74	5.16	77.91	24.61	81.23	37.35	34.59	26.50	9.47	4.90	26.56	14.27
	14:00	23.19	7.60	7.02	3.37	13.93	8.23	10.07	5.16	73.94	10.20	62.45	13.62	13.53	2.58	43.23	15.03	71.30	23.26	0.00	0.00	44.72	4.79	77.03	26.47	83.81	36.64	34.48	24.44	9.36	4.68	27.67	13.31
	15:00	22.79	7.20	7.17	2.72	14.03	7.02	10.45	4.56	95.15	13.53	63.20	14.13	13.73	2.68	43.29	14.40	70.66	22.21	0.00	0.00	43.66	4.54	77.96	23.02	84.60	36.74	34.04	24.56	10.65	5.06	27.77	12.46
	16:00	20.81	6.42	7.13	3.38	14.27	8.03	11.00	4.61	97.01	12.96	64.41	13.85	13.77	2.58	44.20	15.96	71.25	24.28	0.00	0.00	44.11	4.85	75.80	23.18	83.83	36.42	34.68	26.28	10.70	5.35	26.46	12.26
	17:00	20.21	5.69	7.38	3.43	14.45	8.52	11.12	4.73	82.36	9.66	65.08	12.72	14.05	2.77	43.65	14.73	71.04	22.69	0.00	0.00	42.08	3.89	75.95	21.50	82.66	34.88	34.05	25.20	13.24	6.39	25.67	11.58
	18:00	20.73	5.25	6.94	2.98	15.84	9.34	12.52	5.12	99.26	8.10	64.15	10.08	13.50	2.29	45.38	14.11	72.07	21.20	0.00	0.00	40.33	3.05	77.61	21.01	84.00	33.55	35.40	25.57	12.52	4.74	28.07	10.73
	19:00	27.70	5.39	10.94	2.61	20.31	6.59	20.01	3.57	102.26	10.64	77.89	13.84	13.61	2.39	52.45	13.11	79.96	18.90	0.00	0.00	49.95	1.27	103.16	23.12	91.79	32.77	36.48	26.63	15.28	4.97	35.89	11.16
	20:00	26.63	5.07	10.65	2.07	19.33	5.94	19.43	4.14	111.83	13.62	77.91	15.30	13.51	2.77	52.27	12.46	79.58	17.90	0.00	0.00	45.03	0.00	104.47	22.68	93.59	34.25	37.18	30.48	15.09	4.49	35.90	10.16
	21:00	23.97	4.67	10.10	3.09	18.67	8.35	17.34	4.81	91.91	6.78	69.67	9.95	14.18	2.49	48.66	13.37	77.32	20.24	0.00	0.00	42.66	1.95	99.74	25.66	88.34	32.11	33.77	28.80	14.18	4.92	31.62	10.72
	22:00	20.63	3.82	7.88	2.41	16.17	7.29	13.89	4.87	98.69	6.45	58.26	8.88	14.31	2.68	41.47	14.93	69.97	23.79	0.00	0.00	34.26	3.50	92.63	25.31	81.38	28.26	28.82	23.81	9.85	3.28	27.16	9.46
	23:00	18.35	2.84	6.22	1.71	14.66	7.12	11.71	5.11	87.53	14.67	49.99	10.05	14.66	2.87	36.81	16.82	65.70	28.31	0.00	0.00	24.76	8.70	63.62	21.95	76.04	33.54	28.90	31.19	10.34	3.88	24.47	9.81
	24:00	16.46	2.28	4.93	1.38	13.42	6.71	10.17	5.18	72.33	13.67	37.63	9.12	14.47	2.49	31.03	15.29	58.70	27.20	0.00	0.00	22.98	8.25	54.06	15.86	70.96	26.13	27.78	28.41	13.10	4.79	20.13	8.56

HORA	NOVACERO		E.E AMBATO								E.E.RIOBAMBA		E.E.BOLIVAR		E.E.R.CENTRO_SUR		E.E.AZOGUES		E.E.R.SUR		E.E.R.ESMERALDAS		E.E.SANTO_DOMINGO		EE MANABI							
	MULALO_138		T. AMBATO		T.TOTORAS		PUYO_69		TENA_69		RIOBAMBA_69		RIOBAMBA_69		CUENCA				LOJA		ESMERALDAS_69		S.DOMINGO_69		T.PORTOVIEJO		T.CHONE		PORTOVIEJO_138			
	NOVACERO						PUYO		TENA				GUARANDA		ENTREGAS		AZOGUES		ENTREGAS		ESMERALDAS		ENTREGAS						MOVIL			
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
01:00	4.59	7.45	11.17	2.71	22.23	6.54	4.31	1.99	3.08	1.75	24.89	2.53	5.96	2.21	81.68	85.96	11.13	3.13	22.87	0.33	43.28	17.56	39.46	8.14	77.96	28.22	33.61	10.35	12.12	4.19		
02:00	4.60	2.52	10.11	2.37	21.25	6.26	3.95	1.89	2.89	1.59	23.11	2.54	5.67	2.11	76.77	90.87	11.07	2.99	23.42	0.89	39.00	16.90	37.56	7.56	74.08	29.88	31.78	9.67	11.35	3.91		
03:00	4.59	1.33	10.30	2.34	21.43	6.38	3.80	1.81	2.91	1.66	23.51	0.95	5.72	1.80	76.77	89.37	10.85	2.93	21.01	0.79	38.07	16.43	37.35	7.49	73.13	30.99	30.90	9.25	11.24	3.92		
04:00	4.59	2.52	10.19	2.31	21.00	6.23	3.74	1.81	2.88	1.71	23.16	1.52	5.76	1.92	75.97	94.05	10.84	2.93	21.00	0.47	39.12	17.04	36.44	7.10	72.05	31.63	30.47	9.32	10.91	3.78		
05:00	20.36	26.79	9.84	2.20	21.37	6.54	3.71	1.78	2.88	1.59	24.55	0.22	6.26	1.82	74.74	83.45	10.55	2.85	22.36	0.30	38.76	17.72	35.88	6.83	70.27	31.02	30.41	9.34	10.83	3.53		
06:00	23.24	5.20	11.68	2.26	24.96	6.69	4.50	1.80	3.30	1.65	30.46	0.84	7.09	1.70	77.69	56.38	10.70	2.68	25.06	0.97	40.54	17.49	37.15	6.77	73.59	31.50	33.75	9.76	11.68	4.02		
07:00	20.36	3.71	12.51	2.58	28.07	7.61	4.88	1.92	3.25	1.49	29.49	3.13	6.31	1.04	82.94	64.18	10.69	2.39	24.61	0.80	41.39	16.41	38.95	5.22	77.19	34.00	33.66	8.61	12.31	3.24		
08:00	20.36	5.04	13.45	2.04	29.20	5.51	4.90	0.00	3.21	0.00	28.70	5.29	5.22	0.97	84.84	72.30	11.97	2.99	24.48	1.06	42.24	17.15	41.24	8.11	79.07	27.33	32.71	5.77	11.84	3.35		
09:00	23.32	3.81	14.82	3.34	32.79	8.69	5.27	0.79	3.55	0.00	29.23	6.44	5.38	1.26	93.79	81.81	11.44	3.68	27.81	3.76	45.37	17.67	45.78	10.33	92.37	24.13	31.87	5.81	12.59	3.92		
10:00	20.68	4.31	15.13	3.86	33.97	10.27	5.47	1.06	3.71	0.78	29.75	7.44	5.46	1.36	99.34	86.50	12.19	3.96	28.62	4.61	48.07	19.43	47.66	12.67	98.31	19.60	33.76	5.47	13.48	4.06		
11:00	20.67	71.20	14.83	4.03	34.06	10.57	5.62	1.21	3.68	1.10	29.46	7.61	5.63	1.38	102.28	92.75	12.69	4.28	29.35	4.69	48.79	19.79	49.20	13.19	101.97	19.50	33.45	5.85	14.32	4.57		
12:00	23.61	3.94	15.14	4.08	33.55	10.45	5.69	1.29	3.78	1.17	29.87	10.12	5.83	1.41	101.78	96.10	12.89	4.46	29.26	5.85	49.71	19.68	49.61	13.45	104.65	21.79	34.68	6.33	14.73	4.68		
13:00	20.89	73.72	14.11	3.33	31.40	9.04	5.52	1.26	4.02	1.34	29.45	8.33	5.87	1.73	97.91	98.44	12.57	3.98	27.90	5.53	50.65	20.12	49.93	13.16	105.84	22.99	35.01	6.49	14.52	4.20		
14:00	20.46	4.01	13.73	3.12	31.23	8.72	5.61	1.32	4.07	1.32	28.78	6.34	5.19	1.30	97.44	92.11	12.63	4.16	28.89	5.00	50.65	21.42	50.14	14.03	108.73	21.56	35.60	6.93	15.26	5.03		
15:00	23.36	5.16	14.43	3.77	32.55	9.92	5.73	1.44	4.28	1.30	29.86	8.53	5.87	1.47	100.72	93.62	13.17	4.50	28.86	4.34	49.27	19.80	50.06	14.00	108.19	21.85	35.53	6.88	15.33	4.90		
16:00	20.45	2.81	14.57	3.74	33.69	10.35	5.72	1.36	4.36	1.39	29.93	8.09	6.04	1.67	101.28	95.15	12.20	4.02	29.33	4.41	48.26	19.53	49.05	13.81	107.02	23.25	34.68	6.92	15.16	4.41		
17:00	20.69	4.00	14.45	3.26	33.75	9.70	5.60	1.14	4.35	1.38	30.31	8.25	6.77	1.74	100.85	95.98	12.70	4.03	29.91	4.20	48.81	19.94	50.32	13.56	105.40	22.35	34.36	7.07	14.75	3.86		
18:00	23.61	29.82	14.57	2.43	34.91	7.88	5.86	0.91	4.30	0.80	33.35	7.48	8.02	2.03	99.26	99.87	12.16	3.80	31.39	2.92	51.83	20.07	51.05	11.55	102.19	20.47	36.18	6.85	14.77	3.31		
19:00	4.59	2.44	19.82	2.65	44.86	6.90	8.25	1.32	6.11	1.22	47.72	4.50	13.01	3.39	131.13	73.47	15.54	3.74	45.06	2.58	62.80	19.21	65.76	13.91	122.65	25.99	54.52	11.76	19.62	4.93		
20:00	4.60	1.71	18.93	2.43	44.38	6.07	8.15	1.17	5.92	0.76	46.74	4.36	12.33	3.03	131.75	68.77	15.56	3.78	44.18	2.27	62.13	18.62	63.41	13.94	120.12	24.78	53.25	11.17	19.53	5.06		
21:00	4.61	10.90	17.65	2.28	42.44	5.32	7.82	1.04	5.71	0.00	42.95	4.79	10.81	2.86	125.57	63.24	14.73	3.57	41.31	2.64	62.53	19.02	60.80	13.63	116.29	25.74	48.76	9.73	19.08	5.01		
22:00	4.68	1.61	15.13	1.42	35.66	4.30	6.63	0.69	4.66	0.00	35.87	2.32	8.71	2.52	111.49	62.07	13.28	3.36	34.83	1.83	56.29	18.58	53.91	11.71	108.02	21.22	41.15	7.97	17.31	4.22		
23:00	4.62	3.42	13.50	2.92	28.90	8.16	5.52	2.31	3.90	1.95	30.90	1.90	7.17	2.28	97.39	59.84	11.85	3.08	28.05	1.06	50.52	18.57	46.72	10.23	96.50	18.78	35.54	6.88	15.19	4.16		
24:00	4.65	12.39	11.74	2.75	24.32	7.77	4.69	2.19	3.46	1.89	26.10	0.96	6.29	2.21	85.85	80.28	11.30	2.95	24.11	1.21	44.34	17.53	41.09	8.52	87.42	24.10	31.34	8.82	13.42	4.00		

HORA	EMELGUR								E.E.R.MILAGRO		E.E.LOS_RIOS		E.E.REL_ORO		CATEG-D										E.E.STA ELENA				CEDEGE				E.E.SUCUMBIO				DEMANDA		
	MILAGRO_69		T.PASCUALES		T.QUEVEDO		T.D.CERRITOS		TOTAL		BABAHOYO_69		TOTAL		T.POLICENTRO		T.PASCUALES		T.SALITRAL		T.TRINITARIA		ELECTROQUIL_69		T.S.ELENA		POSORJA_69		PASCUALES_138		ELECTROQUIL_69		ORELLANA_69				TOTAL		
	EMELGUR								ENTREGAS		LA_CHORRERA		ENTREGAS										HOLCIM				POSORJA		CEDEGE		CHONGON		JIVINO		PAYAMINO		SISTEMA		
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW
01:00	10.53	3.30	39.03	10.47	32.01	3.56	52.96	12.14	52.01	13.51	32.33	29.15	63.07	17.31	70.94	12.67	87.95	28.45	159.42	54.92	85.72	24.86	35.84	17.03	25.74	10.36	13.83	3.85	11.2		1.1	2.4	0.0	0.0	2.9	17.8	8.4	1630.18	594.42
02:00	11.76	3.72	37.35	9.96	29.30	3.21	49.63	11.26	55.92	14.16	29.41	28.64	58.43	14.11	65.21	11.85	85.85	28.51	146.62	53.49	66.55	19.01	34.05	15.63	24.25	10.33	13.41	3.77	11.1		1.0	2.4	0.0	0.0	2.9	17.0	8.4	1522.92	567.18
03:00	11.44	3.55	37.45	9.83	30.38	3.19	48.58	10.77	50.14	11.92	26.91	28.44	59.19	14.43	62.83	10.91	84.78	26.96	143.35	53.38	64.91	17.66	33.71	15.50	23.61	8.49	13.21	3.59	11.2		1.0	2.4	0.0	0.0	3.0	16.4	8.4	1498.37	554.54
04:00	11.63	3.68	37.47	9.58	30.06	2.69	46.42	10.17	48.79	11.52	25.63	26.58	57.64	13.98	62.69	10.73	81.32	25.59	139.17	50.76	62.79	16.10	32.53	15.16	23.26	8.71	13.07	3.38	11.1		1.0	2.4	0.0	0.0	2.8	16.3	8.4	1472.41	546.74
05:00	11.13	3.61	37.77	9.65	29.92	2.79	45.22	9.83	58.04	14.12	25.74	26.68	57.25	13.28	60.43	10.35	79.91	25.02	133.18	51.11	69.08	17.20	32.70	15.11	22.26	8.35	12.92	3.31	11.1		1.0	2.4	0.0	0.0	2.8	16.5	8.1	1500.32	555.40
06:00	10.98	3.20	39.94	10.09	29.96	2.90	44.94	9.07	54.52	13.15	28.16	28.79	57.52	12.70	63.51	9.43	84.78	26.28	146.19	55.29	61.01	14.90	32.55	14.95	22.67	8.30	12.88	3.27	11.1		1.0	2.4	0.0	3.6	6.0	14.3	6.0	1646.28	521.84
07:00	10.78	3.06	39.76	9.97	31.83	3.30	44.85	9.12	52.88	12.63	31.43	29.46	58.27	13.03	67.53	10.23	85.12	24.99	160.18	59.66	72.21	26.20	31.12	15.61	20.95	7.73	13.12	3.53	11.1		1.0	2.4	0.0	3.6	7.4	14.1	7.2	1701.11	560.03
08:00	10.84	2.99	40.34	11.49	34.12	5.29	47.66	10.95	58.00	17.16	32.41	28.72	62.21	16.83	75.16	13.87	90.31	29.69	185.94	48.24	84.09	19.41	29.30	14.35	22.58	8.29	14.45	4.24	11.1		1.0	2.4	0.0	4.6	7.8	13.7	7.4	1793.84	544.49
09:00	11.27	3.22	41.92	12.67	39.59	7.02	54.20	15.78	62.22	19.76	36.44	26.39	71.05	21.69	90.34	18.77	100.39	34.06	241.37	72.45	91.35	21.86	32.18	16.68	24.56	9.21	14.31	4.50	11.2		1.0	2.4	0.0	5.9	6.3	14.3	7.3	1991.19	642.62
10:00	12.25	3.74	43.34	13.62	41.79	7.82	58.67	18.46	70.92	22.97	38.70	28.73	73.70	21.59	104.07	24.05	104.28	35.69	269.90	96.76	84.51	21.13	32.63	20.03	25.43	10.94	15.13	4.80	11.1		1.0	2.4	0.0	7.1	6.9	15.1	7.8	2103.71	726.41
11:00	11.97	3.55	44.18	13.75	37.02	7.25	59.42	18.41	64.84	21.55	40.71	28.68	75.48	22.68	108.01	26.77	106.47	37.23	280.14	106.25	87.86	27.45	32.01	16.08	25.98	10.72	15.03	4.59	11.2		1.0	2.4	0.0	7.6	5.5	15.1	7.6	2139.36	823.89
12:00	12.07	4.10	43.88	13.69	37.54	7.70	63.01	19.82	65.57	22.34	41.63	31.40	76.11	22.16	113.65	28.89	106.08	37.60	288.57	115.94	93.50	29.14	32.02	16.23	27.41	11.38	14.53	4.33	11.2		0.9	2.4	0.0	8.3	5.4	15.5	7.7	2171.75	785.11
13:00	12.25	4.12	43.65	13.47	36.65	7.78	64.14	20.09	68.67	23.19	40.36	32.70	74.54	23.00	115.00	29.37	105.63	36.34	290.34	111.19	95.03	30.63	31.92	16.81	27.28	11.45	14.52	4.33	11.2		1.0	2.4	0.0	8.5	5.3	15.6	7.5	2153.56	857.59
14:00	12.10	3.86	43.84	14.19	37.73	8.99	65.81	21.05	66.32	22.63	40.99	29.75	74.05	23.93	117.99	30.01	106.59	38.51	295.88	102.47	106.80	32.85	32.45	16.61	26.55	10.90	14.24	4.46	11.1		1.0	2.4	0.0	9.1	5.3	15.5	7.6	2183.54	769.89
15:00	11.45	3.78	43.39	13.73	37.82	8.86	64.39	20.65	66.09	20.55	41.20	27.22	71.86	23.22	118.14	30.03	106.10	38.00	293.61	127.28	102.41	29.41	31.45	15.88	26.28	10.52	14.43	4.81	11.2		1.0	2.4	0.0	8.6	4.1	15.2	6.9	2202.38	782.21
16:00	11.69	3.84	43.11	13.88	37.06	8.73	62.93	19.71	65.90	22.17	41.03	27.55	74.42	24.08	121.29	31.06	106.43	38.09	292.83	117.05	101.08	24.94	31.71	16.11	25.96	10.57	13.68	4.21	11.2		1.0	2.4	0.0	8.8	4.2	14.6	7.0	2197.34	775.51
17:00	12.23	4.21	41.94	13.32	37.69	8.45	61.64	18.49	65.18	22.18	38.10	27.50	75.59	23.99	118.33	29.83	104.99	34.83	282.43	114.33	93.57	26.64	32.03	16.28	26.48	10.88	13.94	4.43	11.2		1.0	2.4	0.0	9.3	4.2	15.3	7.3	2158.33	756.66
18:00	12.03	4.13	41.46	12.46	38.92	8.50	58.77	16.23	73.15	23.58	38.73	28.39	76.28	22.58	110.90	27.11	101.41	31.79	261.79	119.96	92.51	27.79	30.80	16.31	27.58	11.67	14.38	4.44	11.1		1.1	2.4	0.0	10.0	2.8	14.9	6.3	2168.81	762.51
19:00	11.83	3.79	52.65	15.37	49.39	10.20	71.68	18.11	84.79	25.02	49.99	28.18	95.34	26.53	116.24	26.24	111.21	31.05	267.87	135.58	122.15	32.59	30.56	16.02	38.35	14.06	17.45	4.99	11.1		1.0	2.4	0.0	11.8	2.1	21.1	7.3	2565.01	753.05
20:00	11.34	3.54	51.68	14.53	47.83	9.25	71.89	17.47	81.65	23.13	48.13	25.01	95.95	25.34	111.24	23.30	111.34	30.84	250.78	131.77	120.31	30.87	33.92	17.53	37.38	12.16	17.16	4.53	11.1		0.9	2.4	0.0	11.1	2.3	21.0	7.3	2529.61	728.99
21:00	11.43	3.81	49.78	13.99	45.90	8.94	72.94	18.54	78.04	21.77	45.39	23.28	92.11	24.30	107.93	22.66	113.03	32.02	239.62	134.42	114.25	24.61	35.30	18.54	36.93	11.95	16.93	4.35	11.1		1.0	2.4	0.0	12.1	1.8	20.0	7.0	2408.39	720.67
22:00	10.16	3.30	44.37	12.16	38.98	6.48	67.80	16.45	75.47	20.27	39.50	22.13	84.90	21.40	98.58	19.54	108.12	32.79	220.91	110.65	115.17	30.73	35.87	17.41	34.83	11.23	15.96	4.28	11.1		1.0	2.4	0.0	11.1	1.6	17.8	6.7	2196.02	650.68
23:00	11.92	3.77	41.55	10.97	34.70	5.42	62.12	14.82	66.55	18.28	34.38	22.42	75.09	18.67	89.11	18.04	98.61	32.16	201.11	71.12	105.67	31.85	36.70	17.79	30.48	10.47	15.50	4.27	11.1		1.0	2.4	0.0	6.4	3.9	15.5	6.2	1948.93	635.32
24:00	11.64	3.85	39.62	10.48	29.98	3.71	56.71	13.48	61.74	17.08	29.77	23.96	68.55	16.73	79.98	16.01	92.98	31.26	178.19	67.41	92.77	28.10	34.70	16.28	26.73	9.94	14.36	4.13	11.2		1.1	2.4	0.0	3.6	4.5	15.2	6.8	1738.39	627.77

FECHA	HORA	E.E.QUITO																												E.E.P.COTOPAXI							
		T.JBARRA69		IBARRA_34.5		T.IBARRA_138		T.TULCAN_69		SANTA ROSA 138								SANTA ROSA 46				CONOCOTO		VICENTINA_46				POMASQUI_138				AMBATO_69		MULALO_69			
				AMBI		ATR				E.ESPEJO				S.ALEGRE				PAPALLACTA		TRAFO TRN		TRAFO TRP				TRAFO_T1		TRAFO_T2		QUITO_1		QUITO_2		LATACUNGA		MULALO	
		MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR		
2010-May-05	01:00	16.21	1.11	5.40	0.00	12.71	7.24	9.54	5.62	72.36	6.32	41.96	4.91	7.73	-0.02	24.05	14.19	68.13	38.56	6.50	3.00	23.45	8.71	44.78	23.65	54.67	8.95	11.55	7.15	7.95	3.11	22.67	11.66				
	02:00	16.33	1.03	5.16	0.00	12.22	7.19	9.38	5.21	75.32	8.25	38.45	4.46	7.80	-0.02	23.39	14.05	66.48	38.15	6.00	2.70	23.87	8.59	42.20	22.91	52.89	8.83	11.48	7.23	10.53	4.21	18.44	9.06				
	03:00	16.08	1.13	5.01	0.00	11.28	6.73	8.67	5.35	73.09	8.28	39.16	4.08	7.52	-0.02	22.45	13.95	65.89	39.15	6.10	2.90	23.98	9.31	42.01	24.06	49.49	8.08	9.08	6.35	12.11	5.07	17.54	8.46				
	04:00	16.68	1.05	5.00	0.00	11.78	6.86	8.96	5.60	71.71	12.11	38.88	5.18	7.50	-0.02	22.51	13.49	65.77	37.58	6.00	2.80	23.72	8.97	42.05	23.32	50.13	8.54	9.38	7.01	13.03	5.45	18.97	8.09				
	05:00	18.32	1.78	5.13	0.00	12.28	6.82	9.67	5.67	77.42	13.28	40.07	6.97	7.25	-0.02	24.97	14.41	66.75	36.76	7.10	2.80	23.12	9.02	44.54	24.75	51.15	8.11	11.07	6.41	12.79	5.22	19.03	8.44				
	06:00	21.33	2.09	6.91	0.00	17.17	7.18	11.58	4.43	89.49	7.73	53.43	8.58	7.42	-0.02	32.20	15.57	74.66	34.37	11.20	3.00	26.78	8.75	51.95	27.42	59.83	12.80	14.02	9.49	14.63	4.96	24.07	8.86				
	07:00	21.43	3.39	6.83	1.30	17.50	5.59	10.56	3.98	89.14	14.17	53.22	6.96	7.66	-0.02	31.16	12.54	74.86	28.68	9.80	3.30	39.48	13.57	64.16	28.58	61.81	16.96	15.32	11.32	15.74	5.25	22.16	9.05				
	08:00	23.62	4.85	7.46	2.01	11.91	6.02	9.95	4.30	95.00	10.86	56.88	7.65	4.87	-0.02	33.15	9.49	76.25	20.72	8.80	3.60	45.85	10.29	68.12	24.91	65.58	19.19	15.54	9.54	15.23	6.03	22.48	10.53				
	09:00	23.06	5.66	7.72	2.89	12.23	6.33	10.22	4.85	98.54	5.11	62.25	8.28	3.31	-0.02	35.79	11.04	77.49	22.68	9.00	-0.40	51.46	3.69	69.23	25.26	69.07	24.84	16.24	10.40	14.33	6.01	23.76	10.60				
	10:00	23.47	5.77	7.95	3.18	12.13	4.93	11.14	5.49	101.32	2.86	64.63	9.62	3.18	-0.02	35.60	10.63	77.06	21.83	8.90	-0.50	51.94	5.01	70.56	23.58	68.51	28.30	16.01	12.11	14.42	6.15	24.66	10.82				
	11:00	23.61	6.18	5.85	2.53	13.85	5.47	10.34	5.17	99.03	10.12	63.61	9.06	3.22	0.15	36.49	10.91	76.78	22.13	9.10	-0.40	53.02	5.96	72.94	27.07	71.12	30.50	17.85	14.30	14.54	7.03	23.81	10.62				
	12:00	22.73	5.95	7.84	4.24	13.03	7.60	10.48	6.60	76.90	9.15	65.93	11.78	3.13	0.03	35.85	11.64	76.41	23.55	9.00	-0.20	53.23	6.67	72.16	27.25	68.87	28.38	17.34	11.70	14.40	6.63	23.61	11.30				
	13:00	22.06	5.87	5.20	4.53	13.14	8.33	10.30	6.25	93.94	6.01	62.27	6.10	3.24	-0.21	35.99	12.48	76.78	24.79	8.40	-0.50	53.85	6.53	74.41	31.76	67.96	26.39	18.14	12.46	13.43	6.36	22.36	11.40				
	14:00	22.66	6.33	6.80	4.61	13.89	7.44	9.95	6.42	95.96	5.34	62.96	4.26	3.05	-0.34	36.45	11.04	77.83	22.65	8.60	-0.40	48.79	4.85	70.92	28.59	68.57	27.33	18.52	12.41	13.60	6.46	22.76	10.92				
	15:00	22.80	6.03	7.57	5.04	14.15	6.47	11.01	6.88	78.22	5.62	66.33	7.18	3.14	0.01	38.62	10.83	79.10	21.02	9.10	0.00	49.99	5.12	71.57	25.21	70.16	30.14	17.79	12.82	12.97	5.50	25.16	10.06				
	16:00	22.28	5.01	7.46	5.05	14.03	6.55	11.48	6.80	79.09	7.41	64.57	7.59	3.24	0.01	38.17	10.40	77.62	20.06	9.00	0.00	52.32	5.80	71.32	22.14	68.00	30.52	14.43	11.84	12.27	5.35	24.43	10.74				
	17:00	21.36	4.75	7.45	5.48	16.19	9.36	11.22	6.91	75.79	7.85	64.36	6.06	3.18	0.01	37.05	10.69	76.58	20.95	9.00	0.00	50.39	5.10	68.41	24.03	68.83	28.62	17.98	13.60	12.12	5.29	24.14	10.87				
	18:00	21.88	3.88	7.76	3.38	16.01	8.14	11.94	5.97	78.98	2.16	65.45	2.45	3.18	0.01	38.59	11.24	79.38	21.94	10.20	0.00	45.21	2.62	75.45	30.02	71.42	22.36	18.70	10.90	11.94	4.37	23.08	8.43				
	19:00	27.90	3.81	10.77	1.45	18.50	5.97	19.09	5.30	92.52	7.85	75.48	4.96	3.13	0.01	44.74	8.77	85.47	15.85	14.10	0.00	51.76	1.08	93.82	29.19	84.59	26.96	23.40	16.80	16.25	4.89	29.37	9.28				
	20:00	27.24	3.61	10.72	1.44	18.19	6.84	18.98	5.33	93.72	4.88	75.62	5.11	3.15	-0.01	44.55	8.96	85.46	16.19	15.10	0.00	48.49	0.00	95.48	31.07	84.18	27.34	22.22	15.63	16.23	4.97	28.52	8.91				
	21:00	23.48	2.85	9.74	1.54	16.75	6.23	16.27	5.46	100.82	5.09	66.63	1.13	3.31	0.01	39.55	9.37	80.75	17.79	14.10	0.00	42.99	3.52	88.71	30.58	77.35	20.51	19.87	11.31	14.90	4.83	26.79	8.81				
	22:00	20.12	2.10	8.01	0.00	14.45	5.93	12.99	5.30	94.92	5.90	60.65	5.37	2.93	0.31	36.04	10.75	76.76	20.88	11.80	0.00	37.53	6.45	69.60	25.16	73.15	19.53	18.85	13.35	13.18	4.68	22.17	7.45				
	23:00	18.08	1.12	6.12	0.00	10.40	4.60	10.98	4.02	84.16	25.01	49.76	9.14	3.01	0.10	28.86	11.62	68.81	26.11	9.20	3.00	34.33	12.07	58.68	19.48	62.69	17.56	13.70	11.62	12.63	4.54	21.48	7.79				
	24:00	15.94	1.47	4.85	3.09	8.51	4.53	9.70	4.85	53.55	8.97	43.55	9.89	3.17	0.04	24.74	13.25	64.73	32.76	7.20	2.90	31.41	12.39	52.13	16.56	53.65	14.80	9.01	8.42	7.42	2.62	21.68	8.49				

HORA	NOVACERO		E.E.AMBATO								E.E.RIOBAMBA		E.E.BOLIVAR		E.E.R.CENTRO_SUR		E.E.AZOGUES		E.E.R.SUR		E.E.R.ESMERALDAS		E.E.SANTO_DOMINGO		EE MANABI					
	MULALO_138		T.AMBATO		T.TOTORAS		PUYO_69		TENA_69		RIOBAMBA_69		RIOBAMBA_69		CUENCA				LOJA		ESMERALDAS_69		S.DOMINGO_69		T.PORTOVIEJO		T.CHONE		PORTOVIEJO_138	
	NOVACERO						PUYO		TENA				GUARANDA		ENTREGAS		AZOGUES		ENTREGAS		ESMERALDAS		ENTREGAS						MOVIL	
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
01:00	4.77	0.32	10.81	1.95	23.28	6.90	4.15	1.93	3.28	1.91	24.90	4.15	6.04	2.37	83.06	20.24	9.43	1.15	23.31	3.02	39.84	20.73	38.57	11.42	76.39	23.09	27.76	10.08	14.94	1.04
02:00	4.74	0.99	10.53	1.89	21.99	6.25	4.06	1.90	3.06	1.73	24.86	4.37	5.90	2.24	79.33	20.10	11.06	1.08	22.44	3.27	38.56	20.67	37.82	9.43	73.01	22.63	26.86	10.19	15.59	0.68
03:00	4.70	14.33	10.55	1.96	21.58	6.17	3.95	1.89	3.03	1.73	23.81	4.15	5.85	2.15	76.85	14.81	10.86	0.93	21.93	2.68	37.28	19.58	36.65	7.84	70.07	21.08	26.21	10.02	15.87	0.08
04:00	18.97	2.49	10.21	1.75	21.75	6.12	3.90	1.83	3.02	1.84	24.49	4.03	5.84	2.10	77.02	14.21	10.94	0.95	21.78	2.55	37.21	19.72	36.79	7.26	68.37	20.62	25.95	10.05	15.43	0.31
05:00	18.32	1.74	9.87	2.05	21.92	6.23	3.92	1.80	2.92	1.65	24.67	3.63	6.34	2.04	76.42	13.63	10.87	0.93	22.45	2.43	37.35	19.94	36.35	7.17	66.05	19.92	25.67	9.96	15.50	0.23
06:00	21.64	6.29	11.88	2.06	26.38	6.83	4.42	1.84	3.56	1.58	32.00	3.74	8.23	2.11	87.36	9.37	11.99	1.02	28.04	1.77	40.73	19.25	41.55	7.86	71.92	20.11	28.24	10.17	17.07	0.50
07:00	18.84	59.51	12.63	2.30	27.20	7.33	4.50	0.00	3.42	1.61	31.89	4.37	7.14	1.39	88.94	21.71	12.11	1.67	28.26	2.60	42.45	21.05	41.31	6.56	72.37	16.04	27.54	10.16	14.70	2.31
08:00	18.86	38.78	13.68	1.71	28.87	4.94	4.94	0.64	3.32	0.00	31.50	3.83	6.42	1.46	92.21	29.86	11.81	2.44	26.83	3.55	43.62	20.39	44.45	8.89	58.85	8.15	27.45	5.73	17.09	0.95
09:00	21.35	5.44	14.84	2.91	30.24	7.83	5.28	0.97	3.61	0.00	30.67	6.29	6.21	1.89	93.52	41.55	12.13	2.96	28.57	5.22	44.51	20.98	47.41	12.15	72.97	14.96	27.47	7.09	19.75	0.92
10:00	18.10	3.08	14.72	3.37	32.29	9.28	5.26	1.08	3.88	0.00	31.22	9.41	6.16	1.87	96.25	43.95	11.34	2.45	29.03	5.78	44.55	18.88	48.82	12.53	74.57	16.50	30.53	8.07	20.48	1.84
11:00	17.76	3.48	15.42	3.71	32.56	9.60	5.51	1.29	3.80	0.00	30.05	9.08	6.05	1.80	94.64	42.12	12.00	2.90	28.88	5.88	44.98	19.06	51.22	14.76	80.30	21.67	32.29	10.47	20.98	2.38
12:00	20.87	2.94	15.38	3.82	32.20	9.87	5.59	1.39	4.11	0.00	28.51	8.69	6.07	1.92	96.98	28.94	11.76	3.03	29.58	5.96	46.04	20.00	52.21	15.48	82.29	21.88	33.60	10.63	22.63	2.63
13:00	17.85	55.03	14.51	3.08	30.37	8.25	5.37	1.11	4.22	0.00	30.20	8.20	6.18	1.85	94.24	44.04	11.28	2.34	28.73	5.79	47.07	20.06	52.07	14.56	85.80	22.71	34.13	10.79	20.89	2.35
14:00	17.93	4.01	13.99	2.80	31.30	8.02	5.61	1.21	4.34	0.00	29.85	7.26	6.50	1.83	94.58	106.29	12.41	2.77	29.75	5.78	48.47	20.88	53.70	15.60	91.53	24.60	35.27	10.79	23.35	3.67
15:00	20.93	4.49	15.43	3.58	33.48	9.97	6.05	1.38	4.52	0.00	31.54	7.03	6.78	1.87	102.79	107.44	10.42	2.49	30.95	6.24	47.36	20.30	54.24	16.34	90.31	27.12	36.55	12.41	23.39	4.10
16:00	17.86	1.03	15.90	3.78	33.90	10.66	6.00	1.33	4.71	0.00	30.52	8.30	6.77	1.93	101.27	111.66	11.78	2.49	31.21	6.98	48.08	20.41	53.97	15.69	90.67	25.48	36.01	10.99	22.37	4.61
17:00	18.08	0.00	15.40	3.52	34.22	10.60	5.75	1.17	3.87	0.00	30.89	9.32	7.15	1.61	100.12	107.21	11.62	2.35	31.49	6.25	46.58	21.73	53.34	14.75	88.40	23.92	34.76	10.52	23.54	3.91
18:00	21.19	10.00	15.52	2.41	35.96	8.16	5.74	0.92	4.48	0.00	33.32	6.63	8.06	1.63	103.65	94.63	11.04	1.80	34.12	5.28	49.44	21.22	52.92	12.54	87.63	22.96	36.01	10.63	21.88	3.17
19:00	4.41	3.52	20.07	2.48	46.55	7.35	8.48	1.36	6.36	0.00	45.53	5.98	12.63	2.76	133.05	59.56	14.29	2.20	45.72	6.28	59.53	18.72	67.06	14.13	112.30	27.79	55.12	14.08	25.65	5.61
20:00	4.43	1.01	19.96	2.41	46.37	6.02	8.19	1.25	6.10	0.00	44.65	5.76	12.29	3.07	133.35	64.85	14.55	2.01	45.14	5.67	61.95	19.95	66.87	15.56	112.30	26.56	54.97	13.55	25.67	5.13
21:00	4.38	4.60	17.34	1.73	41.74	4.86	7.66	1.00	5.55	0.00	40.43	2.56	10.62	2.87	121.67	61.17	13.93	2.03	40.62	4.90	58.64	21.51	62.64	14.26	107.93	24.65	51.63	12.27	25.42	4.97
22:00	4.39	1.93	14.94	1.13	34.91	3.52	6.33	0.72	4.79	0.00	35.06	3.14	8.69	2.61	107.81	59.70	12.89	1.58	35.35	5.08	54.40	19.49	56.45	12.34	99.71	24.26	46.49	11.46	24.12	5.52
23:00	4.37	0.14	12.34	2.45	28.06	7.63	5.29	2.15	4.08	1.88	29.84	0.80	7.00	2.37	92.23	69.62	11.47	1.47	28.48	2.76	48.01	18.55	48.89	10.00	89.80	25.24	40.33	12.08	23.13	4.68
24:00	4.45	0.53	10.89	2.10	23.92	7.44	4.56	2.03	3.56	1.94	26.53	2.92	6.14	2.52	81.16	94.51	8.91	1.04	24.84	2.89	44.54	20.24	42.06	9.18	79.08	25.27	35.73	12.97	21.18	3.09

HORA	EMELGUR								E.E.R.MILAGRO		E.E.LOS_RIOS		E.E.R.EL_ORO		CATEG-D										E.E. STA ELENA				E.E.SUCUMBOS				DEMANDA	
	MILAGRO_69		T.PASCUALES		T.QUEVEDO		T.D.CERRITOS		TOTAL		BABAHOYO_69		TOTAL		T.POLICENTRO		T.PASCUALES		T.SALITRAL		T.TRINITARIA		ELECTROQUIL_69		T.S.ELENA		POSORJA_69		ORELLANA_69				TOTAL	
	EMELGUR								ENTREGAS		LA_CHORRERA		ENTREGAS										HOLCIM				POSORJA		JVINO		PAYAMINO		SISTEMA	
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
01:00	11.55	3.98	37.29	11.57	33.48	5.45	73.42	20.25	69.50	20.65	32.84	20.37	73.95	17.53	93.02	21.04	99.70	32.77	214.97	48.87	105.74	34.40	29.35	13.30	27.86	9.95	11.23	2.87	10.49	3.36	6.21	2.55	1744.31	520.35
02:00	12.43	4.45	36.66	11.26	32.24	4.59	69.11	17.12	67.21	20.27	30.76	20.81	68.06	15.79	85.23	19.58	97.13	32.70	199.00	46.00	89.55	26.14	25.49	11.07	26.44	9.69	11.69	2.92	10.28	3.22	6.13	2.49	1661.15	494.64
03:00	11.80	3.83	36.23	11.06	31.12	4.25	65.05	15.79	65.05	19.49	28.82	20.02	65.78	13.97	81.03	18.46	93.14	31.71	190.04	43.45	102.54	32.09	30.49	13.18	25.90	9.82	12.63	3.11	10.08	3.29	5.86	2.47	1628.12	495.37
04:00	11.88	4.06	35.54	10.88	30.54	3.63	62.75	15.14	64.00	18.96	28.66	20.90	64.73	13.63	76.92	17.77	92.14	32.07	182.92	41.15	95.06	28.73	31.06	13.48	25.74	9.83	12.09	3.07	10.04	3.25	5.78	2.54	1617.61	478.16
05:00	11.48	4.07	35.44	10.74	30.10	3.86	59.90	14.20	64.44	18.72	29.00	19.23	62.62	13.21	73.40	17.22	88.80	30.13	173.17	39.24	94.54	29.82	28.59	12.35	25.27	9.56	11.78	2.81	10.38	3.23	6.05	2.52	1607.14	471.89
06:00	12.19	4.20	38.70	11.17	34.84	4.63	61.86	13.49	67.55	18.98	31.29	17.04	66.33	13.21	77.61	16.80	92.34	29.67	180.61	36.90	98.03	32.40	30.27	12.87	26.51	9.62	11.99	2.70	11.21	3.34	6.69	2.46	1788.48	476.22
07:00	10.77	3.84	36.44	11.25	34.79	5.53	55.08	13.11	62.95	19.00	32.10	19.29	63.36	13.21	76.20	19.53	90.59	30.03	186.36	53.86	98.15	29.07	30.85	13.31	25.26	9.55	12.42	2.68	11.20	3.45	6.22	2.49	1797.10	569.09
08:00	11.19	3.86	38.44	12.65	36.36	7.23	57.50	14.65	66.82	21.69	33.77	16.82	67.14	15.65	87.75	20.96	99.25	33.47	225.75	69.37	104.33	27.13	26.21	11.14	25.90	9.68	13.05	2.94	10.98	3.48	7.18	3.27	1893.43	551.71
09:00	11.23	4.07	40.20	13.60	38.79	9.27	64.15	19.62	70.17	24.10	37.19	17.55	75.68	15.95	106.25	28.40	108.36	39.86	292.50	94.83	102.04	33.25	25.96	11.54	27.67	10.09	14.43	4.17	11.45	3.56	8.23	3.67	2067.52	612.31
10:00	12.43	3.94	41.26	13.79	40.77	10.14	70.30	22.07	72.19	24.40	38.48	17.33	82.13	22.63	121.71	33.72	109.97	40.10	327.63	111.77	110.47	31.22	22.97	9.80	30.33	11.08	15.41	4.35	12.82	4.15	9.16	4.15	2167.80	653.00
11:00	10.83	4.12	42.15	14.39	42.64	12.02	73.37	23.26	73.08	25.35	38.44	17.88	84.49	24.88	126.93	38.62	111.42	41.95	338.06	121.61	117.08	37.14	22.44	9.95	30.15	11.19	15.90	4.59	12.46	4.19	8.83	3.96	2210.74	710.52
12:00	12.05	4.11	42.71	14.57	44.28	12.39	76.41	24.20	73.67	25.30	40.65	20.27	85.81	25.92	131.17	40.61	110.20	41.52	345.99	122.13	116.77	39.08	25.27	10.82	32.23	11.86	15.48	4.23	13.07	4.44	9.22	3.97	2224.68	715.09
13:00	12.06	3.89	43.05	14.74	44.42	11.83	79.14	25.43	74.04	25.43	40.99	18.88	86.39	23.22	134.54	42.36	110.81	40.13	348.22	122.68	118.95	31.99	25.89	10.79	32.85	12.22	15.10	4.59	13.50	4.29	9.45	4.05	2245.36	765.71
14:00	12.51	4.27	42.86	15.09	46.70	13.07	83.84	27.57	77.15	26.73	40.59	16.98	89.85	25.50	141.19	43.23	114.78	42.00	365.82	128.68	123.06	36.62	26.70	11.10	33.89	12.86	16.45	5.65	14.42	4.81	10.11	4.44	2311.26	792.42
15:00	11.69	3.87	43.92	15.94	48.94	13.61	85.59	27.20	81.85	28.65	40.98	16.85	93.16	26.98	135.61	41.48	126.66	46.42	376.65	132.92	118.11	37.59	26.24	11.19	34.20	12.21	16.61	6.01	14.83	5.07	10.14	4.45	2348.48	813.12
16:00	12.95	4.25	41.80	14.32	48.77	13.99	83.31	27.94	80.86	28.72	43.96	21.22	90.87	27.04	139.25	45.39	110.49	41.20	373.38	157.18	127.47	37.10	26.40	11.37	34.05	12.73	16.39	5.36	14.00	4.97	10.99	4.84	2326.68	838.22
17:00	12.32	4.42	40.82	14.36	49.07	13.95	82.14	28.24	79.86	27.61	44.30	22.66	89.20	25.38	138.56	45.81	116.51	42.88	361.36	144.30	124.86	38.41	22.75	10.33	33.87	13.33	15.89	5.16	13.87	4.89	10.96	4.89	2296.61	823.06
18:00	12.23	4.38	40.78	13.90	49.73	12.92	79.18	24.67	80.07	25.84	43.27	21.91	89.72	24.24	135.28	43.29	114.09	39.78	336.80	126.57	113.89	33.86	26.96	12.57	32.53	14.23	15.62	4.59	13.20	4.06	10.79	4.19	2284.02	750.83
19:00	11.94	4.08	52.57	17.25	61.68	16.06	94.48	28.86	97.81	29.73	52.09	21.11	101.82	26.66	136.19	40.40	120.13	39.49	336.01	119.49	138.24	36.30	27.12	12.73	42.69	15.43	17.92	4.80	15.34	3.31	16.40	4.96	2655.99	734.66
20:00	11.70	4.21	52.41	16.12	57.53	14.55	96.17	30.19	97.55	29.27	52.41	21.38	100.50	25.22	134.53	38.72	119.58	38.86	319.79	91.24	136.39	39.69	27.83	12.98	42.88	15.15	18.00	4.62	15.43	3.63	16.04	4.69	2628.25	703.57
21:00	11.40	3.98	47.83	14.38	56.89	12.96	96.54	30.31	91.96	27.11	49.78	21.28	98.39	24.23	128.19	32.85	117.28	38.90	307.14	85.57	139.59	40.72	27.28	12.76	41.79	14.09	17.73	4.46	15.94	3.46	14.74	4.36	2500.58	663.85
22:00	12.21	4.54	45.12	13.15	52.54	11.43	93.56	27.40	85.65	24.83	45.90	22.19	93.95	23.00	117.97	32.00	115.72	41.34	290.44	83.80	127.44	42.30	27.05	12.66	40.04	12.42	16.80	4.49	14.26	3.72	10.54	3.35	2296.84	648.26
23:00	11.95	4.15	40.53	11.71	44.51	8.94	88.15	23.43	75.51	22.12	43.15	23.61	85.33	19.46	110.89	26.83	107.59	36.61	269.99	61.35	122.75	38.62	26.92	11.56	35.86	11.36	15.26	3.84	13.10	4.01	8.50	2.95	2057.01	627.16
24:00	11.28	3.95	38.70	11.60	38.50	7.58	79.97	21.62	68.99	20.47	38.70	25.58	77.30	18.24	103.23	23.71	101.45	35.81	254.27	58.63	115.80	36.91	25.14	10.92	32.46	11.82	14.25	3.83	12.13	3.78	6.90	2.67	1840.66	627.92

FECHA	HORA	E.E.QUITO																E.E.P.COTOPAXI																	
		T.IBARRA69		IBARRA_34.5		T.IBARRA_138		T.TULCAN_69		SANTA ROSA 138						SANTA ROSA 46				CONOCOTO				VICENTINA 46				POMASQUI 138				AMBATO_69		MULALO_69	
				AMBI		ATR				E.ESPEJO			S.ALEGRE			PAPALLACTA		TRAFO_TRN		TRAFO_TRP				TRAFO_T1		TRAFO_T2		QUITO_1		QUITO_2		LATACUNGA		MULALO	
		MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
2010-Jul-01	01:00	15.84	0.93	4.61	1.94	8.92	2.00	9.12	3.89	44.51	4.03	33.38	5.75	15.74	-0.12	24.36	14.81	67.07	34.72	6.90	0.00	17.95	3.19	48.81	28.21	57.44	17.49	16.54	13.72	7.92	3.11	21.55	9.34		
	02:00	15.62	1.01	4.25	2.13	7.51	1.71	8.80	4.54	60.12	5.94	29.96	4.83	15.52	-0.04	22.35	13.90	64.96	33.68	6.60	0.00	17.02	3.06	45.08	27.23	58.54	18.76	18.29	25.01	7.61	2.99	20.86	9.03		
	03:00	15.72	0.62	4.05	0.29	7.81	0.71	8.80	4.18	53.59	9.57	24.03	2.96	15.52	0.01	21.36	12.35	63.08	30.12	6.30	0.00	16.16	2.42	44.16	24.22	61.30	19.24	21.55	40.11	9.59	3.79	20.47	8.66		
	04:00	16.14	0.63	4.04	0.00	8.37	1.50	9.06	3.70	37.80	7.03	27.37	3.44	15.36	-0.25	22.44	12.10	64.18	29.15	6.20	0.00	16.11	1.90	44.13	21.99	58.18	18.79	19.20	40.14	10.34	3.86	22.25	9.05		
	05:00	17.85	1.04	4.44	1.11	8.87	3.09	10.06	4.47	50.97	9.12	39.64	5.85	15.48	-0.29	25.24	13.62	67.34	30.51	7.10	0.00	15.63	2.08	45.99	21.16	48.90	16.02	10.85	14.02	11.04	4.00	23.37	9.15		
	06:00	19.61	1.58	4.76	0.79	9.32	3.30	11.26	4.68	85.14	3.92	47.66	9.42	15.24	0.04	30.58	16.04	72.61	33.10	9.90	0.00	18.18	2.54	52.50	24.91	56.30	13.30	14.76	7.06	11.94	4.19	26.21	10.29		
	07:00	20.45	3.21	5.16	1.72	9.93	3.65	11.20	4.32	70.40	3.07	55.02	9.63	15.29	-0.10	32.33	11.82	74.49	21.90	9.80	0.00	23.09	4.46	58.81	19.78	60.86	14.17	16.46	5.31	13.05	4.35	26.97	9.77		
	08:00	22.19	5.26	6.01	2.00	10.76	3.52	10.66	4.06	75.11	7.48	57.86	7.91	15.22	0.02	34.11	12.34	77.14	22.07	9.20	-0.80	29.92	0.50	61.47	16.80	64.84	16.75	17.83	2.99	12.89	5.11	25.88	10.61		
	09:00	24.11	6.96	6.96	4.41	11.57	3.90	11.27	4.59	78.31	3.14	65.18	11.75	15.49	-0.01	38.71	14.99	75.96	24.27	9.40	-0.20	38.79	2.26	71.86	22.54	69.10	21.75	16.96	3.74	13.04	5.56	26.46	11.66		
	10:00	24.98	7.28	7.23	3.40	12.19	6.55	11.20	4.63	97.42	1.23	66.01	14.27	15.56	-0.25	39.15	15.03	82.36	26.86	9.20	0.00	41.40	3.62	73.87	24.80	75.02	24.28	20.81	4.38	13.68	6.18	26.66	11.91		
	11:00	24.32	7.72	6.98	4.80	12.21	6.83	11.14	5.14	102.89	0.25	65.78	14.92	15.21	0.02	39.04	16.68	80.80	29.54	9.30	0.20	41.95	4.63	73.73	28.23	73.05	27.52	20.73	6.26	13.27	6.42	25.96	11.69		
	12:00	24.30	7.59	6.65	3.42	11.30	6.31	10.82	5.18	102.24	0.13	65.31	14.54	14.90	0.12	38.26	15.96	79.17	28.09	9.50	0.30	41.52	5.19	72.78	27.96	71.67	26.83	20.12	6.56	13.38	6.14	24.78	10.77		
	13:00	24.08	7.20	6.78	4.21	12.38	7.24	11.10	5.55	102.60	1.70	64.27	14.40	15.53	-0.06	37.83	16.78	80.68	30.16	9.30	0.10	41.71	4.40	73.96	29.56	69.18	24.10	20.44	6.22	13.76	6.11	24.17	11.06		
	14:00	23.88	7.38	6.64	3.87	11.20	6.48	10.90	5.45	80.06	1.83	63.31	13.02	15.56	0.01	37.55	16.12	80.26	28.95	9.20	0.10	42.01	4.62	71.34	26.67	69.66	26.15	17.93	5.65	14.37	6.61	25.46	11.16		
	15:00	23.74	7.18	7.42	3.81	12.07	6.99	11.27	5.27	101.47	2.07	63.89	13.19	15.53	-0.04	35.70	15.65	77.94	29.47	9.40	0.20	43.60	4.83	72.02	27.65	71.90	27.87	18.40	5.84	13.65	6.41	26.31	11.08		
	16:00	22.07	6.28	7.46	4.43	12.03	6.84	11.93	5.90	104.78	1.59	66.41	13.96	15.51	-0.10	37.28	16.29	80.72	29.85	9.50	0.20	43.28	4.92	73.73	27.57	71.18	25.90	18.49	5.72	13.32	5.85	25.85	11.73		
	17:00	19.76	4.99	6.98	4.89	11.30	6.51	11.60	5.67	99.77	3.35	60.45	11.60	15.53	-0.01	35.19	14.41	77.07	27.04	10.40	0.00	41.03	4.24	72.40	25.56	70.18	24.12	18.97	5.29	11.60	5.13	26.93	10.59		
	18:00	20.18	3.61	7.32	10.25	13.16	6.93	11.97	4.94	93.60	5.22	60.06	9.15	15.44	0.01	36.11	14.23	78.56	26.06	11.30	0.00	40.04	2.76	71.28	25.73	69.85	20.49	19.79	5.05	11.48	4.11	27.41	9.50		
	19:00	26.26	3.52	10.31	1.15	16.44	6.10	18.97	5.35	113.01	4.83	69.95	10.18	15.37	-0.18	43.09	15.69	85.30	26.06	14.50	0.00	51.58	1.46	94.60	32.54	79.85	19.60	22.47	5.96	14.88	4.41	34.82	10.88		
	20:00	26.55	3.55	10.56	0.88	17.18	6.67	19.15	5.81	96.14	4.70	70.77	10.00	15.50	0.03	43.23	15.98	85.88	26.78	14.80	0.00	47.03	0.19	97.88	34.12	80.74	19.07	22.31	5.85	15.30	4.48	34.45	10.77		
	21:00	23.97	2.77	9.63	1.01	15.52	6.07	16.90	5.48	87.92	9.57	64.05	5.54	15.42	-0.04	37.92	14.81	80.16	26.21	13.90	0.00	43.13	3.19	91.65	34.46	77.51	16.89	20.92	3.80	14.93	4.83	31.14	10.38		
	22:00	20.18	2.14	8.05	1.32	14.06	5.82	13.97	4.81	77.11	12.19	61.59	5.01	15.33	-0.04	35.31	18.65	76.63	34.61	12.20	0.00	34.13	4.18	65.48	32.36	68.96	12.22	17.46	2.69	13.00	4.66	25.80	9.35		
	23:00	17.94	1.45	6.44	1.19	11.41	5.29	11.31	5.16	64.26	1.88	50.70	12.17	15.31	-0.01	30.42	18.47	71.47	36.94	9.70	0.00	29.12	9.93	56.69	33.33	61.53	16.19	14.33	7.17	11.60	4.29	25.74	10.70		
	24:00	15.72	1.41	4.83	1.86	9.28	2.02	9.28	4.96	61.73	3.35	27.08	6.32	14.86	0.10	25.75	15.17	65.32	32.24	7.70	0.00	22.16	8.98	54.34	30.00	65.89	17.23	21.11	10.11	10.60	4.01	22.44	9.69		



HORA	NOVACERO		E.E AMBATO								E.E.RIOBAMBA		E.E.BOLIVAR		E.E.R.CENTRO_SUR		E.E.AZOGUES		E.E.R.SUR		E.E.R.ESMERALDAS		E.E.SANTO_DOMINGO		EE MANABI					
	MULALO_138		T. AMBATO		T.TOTORAS		PUYO_69		TENA_69		RIOBAMBA_69		RIOBAMBA_69		CUENCA		AZOGUES		LOJA		ESMERALDAS_69		S.DOMINGO_69		T.PORTOVIEJO		T.CHONE		PORTOVIEJO_138	
	NOVACERO						PUYO		TENA				GUARANDA		ENTREGAS				ENTREGAS		ESMERALDAS		ENTREGAS						MOVIL	
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
01:00	20.94	10.79	5.61	0.11	27.47	8.43	4.18	1.92	3.01	1.65	25.46	3.33	5.91	2.15	84.31	121.01	7.22	1.31	23.16	2.23	43.31	20.42	38.40	8.11	69.07	24.48	30.07	9.93	20.85	0.00
02:00	17.87	12.28	4.85	0.00	25.51	7.93	3.94	1.85	2.97	1.68	24.52	3.30	5.83	2.38	79.99	138.38	6.92	1.26	20.86	1.58	39.65	19.14	36.39	7.12	64.86	23.13	28.77	9.78	19.68	0.00
03:00	20.83	29.40	5.14	0.10	25.11	7.62	3.87	1.83	2.87	1.68	24.42	2.57	5.73	2.21	78.60	128.57	6.92	1.40	20.66	1.36	39.25	18.23	36.19	6.29	63.77	22.49	28.38	9.36	19.38	0.00
04:00	17.86	27.26	5.32	0.10	25.59	7.06	3.91	1.82	2.95	1.63	24.61	1.98	5.81	1.97	78.95	143.87	6.89	1.40	20.57	0.91	42.62	18.88	36.13	5.46	63.10	22.05	28.15	8.82	19.69	0.00
05:00	20.65	15.66	5.52	0.00	26.23	7.52	3.98	1.77	2.96	1.58	25.93	2.25	6.11	1.97	78.09	150.65	6.90	1.62	21.89	1.11	40.13	18.40	37.17	5.80	63.00	22.07	26.52	8.41	19.62	0.00
06:00	17.94	15.87	6.31	0.11	30.87	8.09	4.56	1.90	3.49	1.64	30.97	2.60	7.47	2.18	82.81	110.62	7.57	1.63	25.73	0.99	41.26	18.64	40.97	6.76	66.98	22.08	28.73	8.63	19.80	0.00
07:00	20.90	13.30	5.94	0.10	33.50	8.40	4.69	0.00	3.21	1.42	31.36	4.09	7.01	1.36	87.05	124.80	7.50	1.87	26.49	1.41	42.65	19.01	41.48	6.64	68.26	15.41	32.23	6.36	19.48	0.00
08:00	17.85	19.99	6.69	0.67	35.57	5.05	4.87	0.64	3.39	0.00	30.14	5.73	6.01	1.32	92.55	112.87	7.75	2.04	25.68	1.80	43.13	19.35	43.03	8.72	70.07	15.21	30.92	6.27	20.45	0.00
09:00	20.71	10.35	7.35	1.69	40.58	9.48	5.48	0.85	3.82	0.00	31.17	6.70	6.08	1.44	102.81	117.09	8.23	2.44	27.93	4.08	46.65	20.88	46.55	11.08	79.98	21.37	32.44	7.23	19.70	0.00
10:00	18.11	14.60	7.43	1.76	41.92	10.37	5.57	0.89	3.96	0.00	32.01	8.75	6.24	1.48	106.64	112.07	8.72	2.70	28.64	4.60	48.86	22.84	48.86	12.44	85.93	22.31	33.89	7.38	19.92	0.00
11:00	21.17	15.03	7.56	1.94	41.56	11.37	5.52	1.08	3.88	0.00	30.71	9.70	6.30	1.83	105.80	121.67	8.43	2.40	28.19	5.23	48.25	22.18	47.76	12.77	88.65	24.08	32.84	7.24	23.64	0.00
12:00	17.94	8.02	7.21	1.92	40.53	11.09	5.70	1.08	4.08	0.00	30.66	10.22	6.17	1.62	105.37	115.87	8.45	2.63	28.19	5.11	50.03	22.91	48.79	12.72	89.23	23.85	29.33	6.29	8.83	0.00
13:00	20.87	20.87	6.39	1.28	38.72	9.17	5.66	0.89	4.32	0.00	30.76	9.30	6.39	1.78	103.28	124.18	9.04	2.40	28.11	5.12	50.91	24.20	50.61	13.52	91.20	25.04	33.51	7.25	15.13	0.00
14:00	17.98	4.49	6.64	1.33	39.93	9.35	5.82	0.99	4.46	0.00	30.42	8.50	6.14	1.56	103.54	126.51	9.41	2.87	28.73	5.94	57.17	25.77	52.32	14.01	95.42	25.73	35.17	7.50	20.01	0.00
15:00	20.95	10.81	7.52	1.68	42.23	11.44	5.82	1.00	4.75	0.00	31.95	9.47	6.63	1.73	108.59	119.88	10.19	3.29	29.28	5.75	55.68	25.44	52.52	14.67	96.13	29.97	36.50	8.30	19.98	0.00
16:00	18.19	10.92	7.65	1.84	42.95	11.73	6.04	1.03	4.67	0.00	32.41	9.71	6.96	1.77	108.56	109.88	9.05	2.63	30.32	6.17	52.79	24.46	52.99	15.43	96.03	29.81	36.98	8.32	19.88	0.00
17:00	20.91	5.10	7.47	1.58	41.97	10.49	5.69	0.71	4.42	0.00	32.14	9.74	7.08	1.67	107.34	103.02	8.95	2.52	30.37	5.84	51.41	25.15	52.20	14.18	96.14	28.20	36.47	7.56	18.97	0.00
18:00	11.77	12.95	7.12	0.80	43.53	7.85	5.65	0.57	4.45	0.00	35.62	7.19	7.52	1.56	110.82	87.61	9.30	2.59	32.95	5.60	51.75	23.84	52.34	12.16	93.20	24.53	37.00	6.93	20.09	0.00
19:00	3.97	8.50	9.53	0.83	56.22	8.12	8.39	1.08	6.32	0.00	46.98	7.29	12.25	3.34	136.81	62.64	12.74	3.12	44.64	4.67	64.19	21.00	65.55	13.60	116.43	34.53	50.96	10.75	24.61	0.00
20:00	3.94	4.27	9.97	0.88	56.07	7.06	8.45	0.98	6.22	0.00	46.49	7.10	12.14	3.35	136.81	69.39	12.54	3.03	43.53	3.95	63.96	21.46	66.23	14.99	110.45	33.59	51.23	10.27	24.97	0.00
21:00	3.95	7.90	8.55	0.53	50.69	5.42	7.68	0.76	5.60	0.00	41.95	5.46	10.61	2.86	126.43	71.23	11.59	2.80	39.00	3.98	59.92	20.60	61.40	13.40	104.72	28.51	48.53	10.01	24.46	0.00
22:00	17.62	25.18	6.98	0.33	42.10	3.67	6.59	0.00	4.75	0.00	35.31	4.91	8.44	2.53	112.32	64.50	10.57	2.52	33.46	3.89	56.65	21.45	54.61	11.68	94.86	27.82	43.16	8.94	22.60	0.00
23:00	20.64	34.40	6.63	0.21	35.01	9.37	5.28	2.08	4.00	1.78	30.33	2.88	7.31	2.33	101.99	78.00	9.26	2.07	28.28	3.35	51.87	22.26	47.58	9.66	85.91	25.80	37.93	11.10	22.04	0.00
24:00	17.63	13.56	6.15	0.10	28.59	8.41	4.47	1.79	3.41	1.76	26.41	3.23	6.06	2.13	85.58	86.73	8.05	1.88	23.10	2.45	45.06	21.24	39.67	8.42	72.71	26.06	31.90	11.06	20.35	0.00

HORA	EMELGUR								E.E.R.MILAGRO		E.E.LOS_RIOS		E.E.R.EL_ORO		CATEG-D										E.E.STA ELENA				E.E.SUCUMBOS				DEMANDA	
	MILAGRO_69		T.PASCUALES		T.QUEVEDO		T.D.CERRITOS		TOTAL		BABAHOYO_69		TOTAL		T.POLICENTRO		T.PASCUALES		T.SALITRAL		T.TRINITARIA		ELECTROQUIL_69		T.S.ELENA		POSORJA 69		ORELLANA 69				TOTAL	
	EMELGUR								ENTREGAS		LA_CHORRERA		ENTREGAS										HOLCIM				POSORJA		JIVINO		PAYAMINO		SISTEMA	
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
01:00	11.93	3.51	36.89	10.61	31.38	4.35	55.24	13.51	57.84	17.10	28.35	16.69	65.66	17.10	70.68	15.18	90.62	30.73	163.10	33.10	74.28	20.19	32.91	13.20	24.76	9.49	14.24	4.19	8.3	2.9	9.0	4.2	1577.91	575.01
02:00	11.27	3.36	35.70	10.57	29.27	3.54	51.42	12.88	54.28	16.45	26.85	16.93	63.38	15.70	64.86	14.25	88.50	29.67	149.41	29.81	72.38	22.56	32.76	13.35	23.43	9.20	13.74	4.14	7.7	2.8	9.2	4.1	1513.19	592.94
03:00	11.17	3.50	35.79	10.46	28.28	2.57	50.23	11.87	51.71	14.90	25.89	16.73	62.09	15.01	62.29	13.22	85.33	27.37	144.55	27.96	71.78	22.69	32.73	13.32	23.33	9.17	13.25	3.91	7.8	2.8	8.7	4.0	1483.18	591.81
04:00	10.93	3.21	35.83	10.40	28.35	2.20	48.43	11.23	52.47	14.73	25.63	16.58	61.23	14.38	60.54	12.89	83.38	26.80	141.16	25.29	81.51	24.47	32.75	13.33	23.03	9.29	13.09	3.81	6.8	2.7	9.2	4.1	1471.49	592.20
05:00	10.55	3.26	37.07	10.29	28.49	2.59	47.82	11.42	54.72	15.44	26.24	15.91	62.12	14.46	61.13	12.09	82.52	25.47	140.10	26.10	84.30	26.44	32.44	14.12	22.78	9.33	13.41	3.97	8.1	3.0	8.7	3.7	1500.81	571.40
06:00	10.78	2.98	39.61	10.51	31.36	3.49	49.90	11.30	61.16	16.95	29.42	15.18	64.94	14.15	63.59	11.75	85.91	25.59	147.75	25.38	86.11	23.51	32.89	14.99	23.20	8.98	13.59	3.92	8.7	2.9	8.4	3.6	1648.89	532.03
07:00	9.93	2.62	38.17	10.48	31.65	4.70	46.74	11.09	55.89	15.20	30.08	15.37	62.13	13.99	63.78	12.87	83.65	24.66	154.83	26.91	83.55	13.81	32.84	15.69	21.81	8.03	13.63	3.92	8.7	3.3	8.5	4.0	1671.11	507.89
08:00	9.69	2.38	38.28	11.86	33.63	6.25	48.75	12.53	58.15	17.85	30.89	14.48	66.58	17.27	75.79	13.04	89.26	25.06	189.08	33.13	75.88	17.28	32.72	15.63	22.39	8.21	14.63	4.21	6.9	4.8	11.7	6.0	1764.30	527.12
09:00	9.90	2.80	40.67	13.46	36.66	7.81	57.83	19.08	65.18	23.09	34.93	17.54	75.27	21.42	92.13	20.59	101.64	34.47	245.61	39.98	82.52	19.04	32.54	17.17	25.68	10.14	15.49	5.09	5.6	9.5	15.8	8.1	1980.61	625.52
10:00	9.61	2.82	42.22	13.94	39.35	8.87	65.21	22.22	70.66	25.08	36.17	17.74	80.57	23.30	109.51	25.97	106.84	37.47	276.12	51.62	96.13	24.96	33.20	17.33	28.25	11.22	16.06	5.50	6.9	7.5	15.8	8.6	2136.86	680.43
11:00	9.01	2.80	42.73	14.60	39.43	9.48	66.56	24.40	68.50	24.82	35.63	18.24	80.90	23.38	111.61	28.41	109.09	39.17	320.98	65.79	99.50	23.18	33.27	17.37	28.87	11.61	16.08	5.53	7.8	8.6	15.5	7.1	2192.75	731.67
12:00	10.25	2.96	41.01	13.41	39.40	9.57	67.40	24.12	72.24	26.35	36.52	18.70	78.32	22.79	111.73	28.47	105.56	36.73	326.17	68.71	105.09	25.97	32.89	16.71	29.71	11.95	15.66	5.70	7.5	7.5	15.7	7.3	2172.92	715.08
13:00	10.32	3.26	43.24	14.04	40.88	9.47	70.07	24.51	62.40	24.01	37.66	15.13	79.21	22.63	117.24	30.75	100.83	35.07	292.56	58.54	100.53	22.81	32.79	17.51	29.87	12.21	16.51	5.97	8.5	7.3	16.2	7.7	2152.14	724.49
14:00	10.90	3.29	44.79	15.27	42.90	10.21	73.72	26.10	69.66	26.45	41.12	15.83	82.73	23.92	120.48	30.80	110.18	39.72	306.76	97.51	107.90	25.34	32.95	17.00	29.33	11.61	16.65	6.60	8.3	7.9	16.2	8.1	2197.83	764.12
15:00	10.68	3.38	45.10	15.67	44.31	10.64	76.55	27.25	65.67	27.05	41.62	19.05	84.86	24.96	124.22	32.27	111.07	38.89	314.41	69.79	110.47	34.98	32.92	17.23	30.56	12.14	16.62	6.39	7.4	7.2	16.7	8.7	2256.79	766.29
16:00	10.54	3.18	44.83	15.05	45.03	10.63	76.74	26.43	62.83	25.38	41.63	23.09	84.80	24.69	128.34	33.52	109.85	39.30	315.93	67.23	107.56	27.79	33.35	17.36	31.12	12.36	16.50	5.97	7.6	6.7	16.9	8.7	2263.09	747.86
17:00	10.42	3.47	43.05	14.28	44.23	9.79	70.68	23.74	62.12	24.44	38.99	21.81	83.85	23.13	121.10	30.79	106.36	36.39	297.15	60.05	106.95	29.78	32.86	17.24	29.98	11.81	15.04	5.32	7.1	6.7	16.8	8.8	2187.00	696.68
18:00	10.59	3.38	42.84	13.59	45.12	9.04	70.15	21.35	62.83	21.65	37.85	19.66	83.41	21.15	118.73	28.16	108.84	33.59	282.68	48.84	115.86	25.71	32.37	16.58	30.47	11.16	14.64	4.82	7.4	5.5	16.6	7.7	2179.78	634.11
19:00	9.47	2.57	51.79	16.05	58.06	12.42	83.35	24.27	94.54	31.47	50.41	21.94	99.91	24.60	121.45	27.08	116.22	31.41	277.59	49.94	121.67	29.68	32.74	17.37	39.29	13.23	17.80	4.82	14.1	4.8	17.3	5.4	2562.17	644.06
20:00	9.97	2.82	51.82	15.44	58.44	11.12	84.69	24.18	87.46	28.32	50.11	19.95	98.31	23.73	118.75	25.33	117.86	31.41	264.84	36.71	126.94	37.37	32.54	17.03	39.68	12.92	18.06	5.13	13.8	3.6	17.9	5.7	2526.83	629.98
21:00	9.92	2.91	48.82	14.22	53.64	8.15	83.20	22.70	86.84	27.23	46.40	18.34	94.21	22.68	112.08	20.80	115.52	33.07	248.73	66.21	128.20	34.08	32.59	17.04	37.92	12.24	17.68	4.79	11.6	2.4	17.0	5.7	2380.14	630.99
22:00	10.18	3.15	43.94	12.67	46.66	7.34	76.43	20.20	79.34	25.68	40.73	18.20	86.42	21.24	100.20	19.44	109.31	32.82	227.36	46.18	121.34	29.37	32.31	16.33	33.85	11.15	16.30	4.24	9.3	4.3	16.9	6.0	2147.65	605.71
23:00	10.63	3.28	41.25	11.47	40.86	5.67	70.79	17.46	69.43	21.01	36.43	16.24	79.47	18.32	93.41	16.43	102.87	30.17	210.42	41.08	111.75	32.20	32.43	13.38	30.42	9.75	15.89	4.57	5.8	6.7	15.4	6.1	1939.59	623.20
24:00	10.89	3.57	37.21	10.82	33.80	3.97	62.58	15.49	63.24	20.69	30.55	17.98	68.64	15.50	80.38	14.69	87.57	26.59	183.67	37.54	99.79	34.04	32.33	12.97	25.37	9.23	13.82	4.39	3.5	8.2	14.9	6.5	1697.82	578.45



HORA	NOVACERO		E.E. AMBATO								E.E. RIOBAMBA		E.E. BOLIVAR		E.E. CENTRO_SUR		E.E. AZOGUES		E.E. R. SUR		E.E. ESMERALDAS		E.E. SANTO DOMINGO		EE MANABI					
	MULALO_138		T. AMBATO		T. TOTORAS		PUYO_69		TENA_69		RIOBAMBA_69		RIOBAMBA_69		CUENCA				LOJA		ESMERALDAS_69		S. DOMINGO_69		T. PORTOVIEJO		T. CHONE		PORTOVIEJO_138	
	NOVACERO						PUYO		TENA				GUARANDA		ENTREGAS		AZOGUES		ENTREGAS		ESMERALDAS		ENTREGAS						MOVIL	
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
01:00	18.27	1.39	0.00	0.00	33.28	7.62	4.34	1.95	3.43	2.06	24.60	10.84	5.95	2.20	82.18	89.92	8.77	0.52	21.98	1.95	42.76	20.92	38.12	6.98	66.25	30.32	30.76	9.89	19.76	7.60
02:00	22.61	1.02	0.00	0.00	32.03	6.78	4.24	1.89	3.33	1.95	23.75	6.82	5.76	1.88	79.83	103.50	8.49	0.37	21.02	1.65	41.23	20.72	37.49	6.73	64.06	28.00	29.71	9.76	20.11	7.60
03:00	18.06	4.89	0.00	0.00	31.08	6.36	4.14	1.88	3.16	1.85	22.79	6.84	5.62	1.95	76.67	118.09	8.29	0.49	20.33	1.62	39.27	19.78	36.11	6.36	60.98	27.55	28.91	9.69	18.85	7.40
04:00	23.03	58.35	0.00	0.00	31.67	6.72	4.12	1.85	3.22	1.89	23.63	3.41	5.83	2.02	78.62	109.36	8.24	0.48	20.81	1.59	40.52	21.51	36.90	6.71	62.13	28.86	29.16	9.58	18.90	7.00
05:00	18.28	4.90	0.00	0.00	32.83	6.37	4.20	1.81	3.30	1.75	24.92	2.88	6.41	1.80	79.87	98.38	10.51	0.46	21.82	1.67	40.93	20.72	37.43	6.57	62.55	32.93	30.22	9.71	19.12	7.10
06:00	22.97	2.74	0.00	0.00	36.38	6.63	4.67	1.70	3.68	1.51	28.33	3.01	7.56	2.01	84.50	62.12	11.03	0.70	25.25	1.47	42.25	18.51	41.35	7.26	66.80	31.68	32.41	9.77	19.48	6.80
07:00	17.99	3.19	0.00	0.00	38.82	8.68	4.74	1.92	3.36	1.58	29.63	5.49	6.82	1.32	81.98	75.93	10.86	0.60	24.00	1.32	43.16	18.85	41.09	5.94	69.34	22.53	34.96	7.59	19.56	5.90
08:00	23.01	29.98	0.00	0.00	43.97	5.82	5.12	0.00	3.74	0.00	30.50	7.21	6.30	1.36	88.64	84.89	11.61	1.11	23.91	2.05	43.58	16.32	41.61	7.96	74.08	21.68	31.78	6.00	20.95	7.10
09:00	18.08	5.25	0.00	0.00	49.44	11.17	5.44	0.85	4.15	0.00	31.54	10.08	6.53	1.63	97.89	90.09	12.26	1.84	27.49	3.96	46.97	17.18	45.48	8.73	80.39	21.89	33.22	6.83	22.05	8.10
10:00	23.24	3.39	0.00	0.00	51.23	13.14	5.68	1.12	4.29	0.90	31.30	11.67	6.48	1.73	102.26	95.21	12.26	2.17	29.10	5.24	48.44	18.08	47.34	9.47	85.32	27.40	34.19	7.61	22.03	8.50
11:00	18.28	3.53	0.00	0.00	52.47	14.42	6.09	1.42	4.47	1.00	32.07	12.19	6.80	2.01	106.06	100.58	12.89	2.26	30.75	6.01	50.24	20.73	49.63	9.69	89.42	27.18	35.02	8.79	23.65	9.40
12:00	23.04	6.97	0.00	0.00	51.16	13.31	5.94	1.32	4.55	1.48	31.47	13.05	6.73	2.02	103.51	97.16	13.95	2.44	30.08	6.14	49.28	19.17	48.19	7.92	90.35	26.84	34.93	8.83	23.65	9.40
13:00	18.46	75.64	0.00	0.00	49.34	10.68	5.88	1.19	4.56	0.95	31.11	10.94	6.69	1.93	100.92	93.20	13.27	1.95	29.79	5.33	50.76	20.95	49.34	11.24	93.52	27.42	34.15	8.48	24.32	9.20
14:00	23.11	83.86	0.00	0.00	49.05	11.00	6.02	1.33	4.79	1.38	30.70	10.11	6.83	2.05	101.88	94.36	12.75	2.23	30.39	5.68	52.32	20.79	51.70	12.22	97.80	27.49	34.98	8.92	24.88	9.80
15:00	18.22	0.32	0.00	0.00	51.63	13.83	6.23	1.54	4.62	1.47	31.44	13.33	6.83	2.09	103.15	95.40	12.86	2.54	30.53	5.90	49.42	19.95	50.52	12.82	99.54	31.75	35.36	9.55	24.21	10.00
16:00	23.06	67.50	0.00	0.00	51.74	13.87	6.14	1.48	4.63	1.45	32.01	14.20	6.95	2.06	103.48	93.23	11.88	2.08	31.81	6.34	50.13	20.60	49.93	12.70	97.34	31.15	34.93	9.53	23.86	9.70
17:00	18.30	0.75	0.00	0.00	51.26	12.33	5.95	1.24	4.74	1.44	31.78	12.38	7.16	2.13	103.52	91.14	11.50	1.92	31.18	5.90	50.04	20.60	49.14	12.57	92.22	26.07	34.00	8.75	23.51	8.90
18:00	23.54	22.78	0.00	0.00	49.52	9.46	5.84	0.95	4.53	0.87	33.82	8.95	7.85	1.94	105.48	84.11	11.57	1.59	31.30	4.75	52.77	23.79	50.02	10.86	92.69	22.30	35.63	8.07	22.54	8.10
19:00	4.49	1.07	0.00	0.00	67.57	8.04	8.87	1.37	6.68	1.01	47.24	8.25	13.35	3.58	130.85	65.64	15.05	1.93	46.64	6.04	64.78	21.83	63.88	12.15	115.10	28.68	52.32	12.26	25.11	8.20
20:00	4.53	0.75	0.00	0.00	66.06	6.50	8.79	1.34	6.60	1.03	46.17	7.72	12.89	3.30	132.91	51.50	15.29	1.83	45.47	5.90	64.77	20.95	63.06	13.57	113.92	30.26	50.87	11.69	24.58	8.00
21:00	4.50	12.47	0.00	0.00	60.12	7.39	8.19	1.14	6.09	0.83	42.45	9.01	11.29	2.95	125.44	54.53	14.08	1.46	42.35	5.37	61.53	21.64	59.82	12.24	106.36	27.44	48.24	11.84	23.77	8.20
22:00	18.10	0.34	0.00	0.00	50.93	5.48	7.30	2.67	5.40	0.00	35.72	9.13	9.31	2.66	113.56	53.50	13.41	1.02	35.72	3.98	59.92	23.30	53.33	10.82	96.55	24.85	42.42	10.17	22.41	8.00
23:00	21.51	8.52	0.00	0.00	42.12	10.16	5.82	2.36	4.51	2.15	30.89	9.94	7.52	2.47	98.98	59.33	12.33	0.93	29.68	3.37	55.64	24.48	45.83	8.71	85.04	31.15	35.10	10.14	21.86	8.00
24:00	18.09	5.34	0.00	0.00	36.55	9.22	4.99	2.21	3.79	2.17	26.86	10.17	6.69	2.42	89.27	75.00	11.38	0.65	24.56	2.84	45.82	21.43	40.24	7.62	75.49	33.64	31.25	9.83	21.17	7.30

HORA	EMELGUR								E.E.R.MILAGRO		E.E.LOS_RIOS		E.E.R.EL_ORO		CATEG-D										E.E. STA ELENA				E.E.SUCUMBIO				DEMANDA	
	MILAGRO_69		T.PASCUALES		T.QUEVEDO		T.D.CERRITOS		TOTAL		BABAHYOYO_69		TOTAL		T.POLICENTRO		T.PASCUALES		T.SALITRAL		T.TRINITARIA		ELECTROQUIL_69		T.S.ELENA		POSORJA_69		ORELLANA_69				TOTAL	
	EMELGUR								ENTREGAS		LA_CHORRERA		ENTREGAS										HOLCIM				POSORJA		JIVINO		PAYAMINO		SISTEMA	
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
01:00	10.39	2.99	37.81	11.32	31.06	4.19	52.23	12.14	55.66	33.25	26.80	18.16	64.03	15.14	68.57	16.43	89.04	27.21	156.30	39.57	73.41	21.15	33.58	15.87	24.71	8.50	13.81	3.53	10.35	6.10	11.09	5.36	1573.96	607.16
02:00	10.71	3.36	37.29	11.33	29.30	3.74	49.41	12.26	48.40	33.21	25.53	18.22	60.73	14.40	65.17	15.73	87.81	26.85	148.44	39.15	78.61	24.04	33.65	16.01	23.54	8.51	13.74	3.46	8.84	5.59	10.46	5.05	1515.32	613.92
03:00	11.35	3.48	36.21	10.89	27.92	3.57	46.57	11.15	50.12	35.35	24.48	18.13	58.51	14.07	60.19	14.95	82.98	25.79	139.03	38.85	82.49	18.34	32.86	15.74	22.60	8.50	13.12	3.41	8.70	5.12	9.55	4.78	1472.85	642.32
04:00	11.86	3.68	36.60	10.92	29.16	3.72	46.25	10.67	53.99	31.27	25.03	18.12	59.42	13.87	60.12	14.51	83.45	25.05	138.84	36.80	78.42	21.63	33.28	15.88	22.72	8.42	13.57	3.58	8.36	5.23	9.93	4.71	1477.49	654.46
05:00	11.41	3.46	37.33	11.03	29.92	2.94	46.24	10.44	53.74	26.55	26.11	17.46	61.25	14.25	60.45	14.12	83.57	23.91	141.02	64.65	72.06	15.82	33.03	15.68	22.62	8.35	13.61	3.76	9.24	5.12	9.57	4.46	1502.57	603.41
06:00	11.33	3.05	40.36	11.48	33.00	4.50	49.01	10.86	63.22	34.02	29.67	16.54	65.71	14.85	64.32	14.46	87.18	24.56	145.14	60.89	75.95	16.05	32.81	15.67	23.56	8.48	13.92	3.64	9.74	4.13	9.74	3.99	1629.49	561.58
07:00	9.48	2.32	38.03	11.26	34.77	5.97	45.14	10.24	61.34	35.60	30.51	15.69	61.24	13.50	65.39	16.52	82.67	24.66	152.90	62.79	78.72	19.50	32.40	15.94	22.91	7.96	13.73	3.22	9.08	4.84	9.39	4.54	1656.47	572.25
08:00	10.72	2.79	39.15	12.48	36.20	7.84	47.81	12.28	56.57	38.55	32.08	16.79	65.52	16.90	74.37	17.83	89.72	27.45	184.45	70.90	79.68	20.36	32.46	15.21	22.82	8.10	14.07	3.46	9.63	5.46	10.44	5.30	1796.34	616.35
09:00	12.26	3.36	42.32	13.79	38.86	9.54	56.56	16.78	57.75	37.28	34.70	16.64	71.39	19.24	88.00	20.87	100.36	34.23	229.79	84.26	93.84	15.19	34.21	16.76	24.52	8.77	15.23	4.48	12.46	5.12	10.58	5.46	1993.17	664.24
10:00	12.76	3.91	44.65	15.46	40.07	10.95	62.39	19.84	62.69	35.38	36.22	17.75	73.86	22.24	101.37	25.15	105.15	37.13	257.75	99.05	92.40	16.58	34.49	16.79	25.91	9.78	15.65	4.87	13.40	5.23	11.12	5.56	2100.13	741.27
11:00	12.79	4.30	45.67	16.33	41.71	11.41	65.87	21.66	64.04	43.92	38.58	18.82	78.05	23.99	110.02	29.66	110.22	39.92	276.37	116.21	95.00	21.50	34.00	16.75	26.39	10.17	16.04	4.55	14.85	5.74	11.64	5.57	2164.60	821.92
12:00	11.58	3.67	43.74	15.39	40.97	10.54	67.10	21.45	69.47	44.26	37.62	17.89	76.10	22.58	111.33	31.94	107.27	37.62	280.16	93.78	111.03	28.11	33.15	15.98	27.12	10.61	15.44	4.24	13.80	4.66	12.42	6.04	2184.61	793.36
13:00	11.96	3.55	45.09	15.86	41.04	10.36	69.20	21.37	69.81	49.86	39.32	18.51	75.89	22.12	114.70	32.97	109.33	40.29	287.35	93.33	97.77	20.81	34.65	17.02	27.76	11.01	16.52	4.74	12.51	3.17	13.93	6.18	2180.36	856.58
14:00	12.34	4.05	47.52	17.12	37.53	9.91	72.92	23.68	67.31	39.43	40.29	18.26	78.22	23.05	122.07	34.76	115.14	43.03	300.13	100.23	109.83	24.84	34.57	16.98	28.35	10.16	16.93	5.68	11.19	2.67	12.47	5.60	2217.05	856.15
15:00	11.65	3.66	47.11	17.05	43.49	12.05	72.42	22.93	72.62	39.21	39.45	18.57	80.25	24.40	123.95	35.67	114.00	43.49	300.52	80.30	106.07	29.00	24.61	11.79	28.53	10.19	16.97	5.96	11.88	2.87	13.05	5.74	2244.88	787.89
16:00	12.48	4.09	46.40	16.61	44.19	12.23	71.17	23.03	75.29	49.24	37.59	17.50	82.54	24.52	125.12	36.25	114.35	42.68	299.06	78.95	113.14	26.17	24.96	12.11	28.19	10.38	16.51	5.24	11.48	3.34	14.54	6.54	2254.94	853.63
17:00	12.21	4.07	45.61	15.92	44.50	12.18	67.70	19.77	72.24	43.89	38.84	18.19	81.63	23.59	121.99	34.73	110.28	38.31	287.97	71.60	108.27	23.89	24.72	11.96	28.66	9.85	15.54	4.66	10.35	3.06	14.57	6.41	2196.42	718.82
18:00	12.28	3.69	45.19	14.68	44.89	11.07	64.81	16.58	67.03	36.71	44.74	22.37	81.92	20.82	115.64	31.20	108.80	34.73	269.63	54.36	112.72	28.21	24.15	11.83	29.59	9.04	16.20	4.10	10.86	2.90	14.04	5.94	2183.60	669.78
19:00	11.31	3.38	54.11	17.74	58.20	12.88	78.23	18.26	87.10	47.83	50.14	21.15	101.55	26.95	116.41	28.42	117.49	34.23	266.06	52.60	128.57	30.11	24.91	11.95	39.46	12.39	18.24	4.24	14.62	1.32	17.69	5.56	2554.28	679.93
20:00	11.29	3.64	52.96	16.80	57.56	12.69	77.95	18.98	86.54	48.95	49.97	20.53	99.63	26.50	112.22	28.31	116.92	33.48	254.83	85.92	130.81	27.27	24.68	12.38	39.17	11.93	18.29	3.99	16.27	2.74	15.31	4.83	2517.75	690.00
21:00	11.78	3.90	50.14	15.04	53.53	11.42	76.10	17.45	80.60	50.13	45.90	20.07	95.98	23.69	104.17	23.26	115.65	34.24	236.20	77.96	124.94	29.87	26.27	13.02	37.75	10.92	18.28	3.82	13.97	1.57	15.39	4.70	2373.23	670.66
22:00	11.81	4.03	45.93	13.25	46.83	8.71	71.44	16.06	72.54	52.01	41.15	21.68	87.95	21.76	96.35	21.12	109.56	34.03	218.32	73.76	107.26	38.15	24.81	12.23	35.32	9.59	17.41	3.46	13.02	2.49	13.30	4.43	2160.33	646.14
23:00	10.63	3.26	41.42	12.07	38.61	7.13	63.78	14.36	62.98	41.10	34.07	17.62	76.81	18.71	85.14	20.22	100.58	32.55	193.04	67.29	108.90	26.09	34.50	17.04	31.09	9.19	16.04	3.68	11.39	2.36	10.87	4.19	1929.29	673.00
24:00	11.08	3.38	39.34	11.37	33.55	4.49	56.92	12.75	61.11	56.24	29.90	17.88	68.60	16.16	74.29	16.99	92.66	29.22	171.75	62.26	94.96	13.94	31.35	14.73	27.76	7.66	14.88	3.54	9.78	3.63	10.19	4.33	1712.25	656.39

**ANEXO 5**

**PROYECCION DEMANDA EN BARRAS AÑO 2011, DIFERENTES MESES**

FECHA	HORA	E.E.QUITO																												E.E.P.COTOPAXI			
		T.IBARRA69		IBARRA_34.5		T.IBARRA_138		T.TULCAN_69		SANTA ROSA 138						SANTA ROSA 46				CONOCOTO		VICENTINA 46				POMASQUI 138				AMBATO_69		MULALO_69	
		AMBI		ATR						E.ESPEJO		S.ALEGRE		PAPALLACTA		TRAFO TRN		TRAFO TRP				TRAFO T1		TRAFO T2		QUITO 1		QUITO 2		LATACUNGA		MULALO	
		MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
2011-Feb-02	01:00	16.27	1.36	4.47	1.45	11.17	7.19	9.47	4.03	64.58	10.17	32.12	7.12	13.08	0.00	28.93	15.52	57.11	29.29	0.00	0.00	22.00	3.55	55.53	15.58	69.13	25.09	26.69	25.20	9.04	3.47	19.57	8.32
	02:00	15.68	1.22	4.02	1.31	10.52	6.92	8.98	4.11	60.98	10.63	31.37	7.68	12.69	0.00	28.17	15.40	54.89	28.78	0.00	0.00	14.94	2.47	42.11	11.93	68.30	21.56	28.06	22.11	7.33	2.73	18.98	8.43
	03:00	16.12	1.56	4.16	1.29	8.32	5.73	8.74	4.15	63.04	10.17	30.48	6.77	12.80	0.00	28.30	15.51	54.93	28.50	0.00	0.00	14.45	2.51	41.72	11.59	68.03	22.72	28.19	24.30	8.01	2.96	18.93	8.34
	04:00	16.06	1.41	4.01	1.37	8.23	5.42	8.85	4.43	61.55	10.06	30.67	7.24	12.76	0.00	28.00	14.61	54.45	27.02	0.00	0.00	14.25	2.35	41.02	11.43	67.11	21.76	27.79	22.52	7.93	3.04	19.35	8.91
	05:00	15.60	1.79	1.90	0.59	15.60	9.19	9.64	4.28	42.20	6.40	50.70	10.88	0.00	0.00	33.20	16.18	35.10	16.18	12.00	0.00	17.16	2.81	53.84	14.07	52.40	16.19	19.20	14.77	5.81	2.21	32.60	13.71
	06:00	19.87	2.51	5.89	1.06	10.29	3.85	11.38	3.51	82.88	17.15	43.14	11.47	0.00	0.00	36.63	13.56	39.26	13.56	0.00	0.00	17.68	2.10	58.22	11.40	77.69	23.06	33.65	22.15	10.19	3.29	25.16	9.17
	07:00	21.05	4.13	5.80	1.50	11.39	7.17	10.88	3.90	80.85	16.43	50.55	12.74	0.00	0.00	43.10	14.33	46.19	14.33	0.00	0.00	26.40	6.08	62.89	10.41	74.04	28.36	30.51	23.64	9.86	3.07	27.26	10.54
	08:00	21.67	6.28	6.02	2.01	11.94	8.02	9.83	4.57	87.10	6.39	53.18	9.33	0.00	0.00	47.21	15.39	49.82	15.39	0.00	0.00	31.16	0.00	65.87	13.88	74.45	23.51	29.90	15.80	9.63	4.08	25.49	11.22
	09:00	23.04	7.08	7.00	2.44	10.86	4.51	9.85	4.10	73.89	8.67	61.10	12.83	0.00	0.00	55.63	18.82	58.56	18.82	0.00	0.00	40.43	2.61	73.76	20.56	77.85	29.99	29.74	18.11	10.35	4.68	27.10	13.22
	10:00	24.40	8.00	7.00	2.69	10.40	7.15	10.60	4.89	76.59	12.84	65.37	16.73	0.00	0.00	59.17	19.39	62.71	19.39	0.00	0.00	42.82	4.15	79.06	22.63	81.63	36.18	31.29	22.21	9.47	4.59	27.28	12.98
	11:00	24.14	7.92	7.16	2.89	10.64	5.10	10.64	4.90	76.50	12.96	65.36	16.96	0.00	0.00	61.27	20.66	65.46	20.66	0.00	0.00	45.24	5.65	81.49	24.39	84.18	38.20	33.65	24.09	9.72	4.71	27.51	13.70
	12:00	24.67	8.26	2.05	0.93	24.07	12.74	7.68	3.64	58.64	9.95	72.42	18.78	0.00	0.00	42.40	14.48	45.32	14.48	16.43	0.00	38.54	4.79	64.69	18.14	71.94	32.75	29.72	21.84	7.40	3.76	44.98	20.19
	13:00	22.65	7.04	6.49	3.37	12.97	8.48	10.30	4.90	72.69	11.01	61.57	15.32	0.00	0.00	60.10	21.64	63.55	21.64	0.00	0.00	45.74	5.16	77.91	24.61	81.23	37.35	34.59	26.50	9.47	4.90	26.56	14.27
	14:00	23.19	7.60	7.02	3.37	13.93	8.23	10.07	5.16	73.94	10.20	62.45	13.62	0.00	0.00	58.94	20.49	62.80	20.49	0.00	0.00	44.72	4.79	77.03	26.47	83.81	36.64	34.48	24.44	9.36	4.68	27.67	13.31
	15:00	22.79	7.20	7.17	2.72	14.03	7.02	10.45	4.56	95.15	13.53	63.20	14.13	0.00	0.00	59.09	19.65	62.53	19.65	0.00	0.00	43.66	4.54	77.96	23.02	84.60	36.74	34.04	24.56	10.65	5.06	27.77	12.46
	16:00	20.81	6.42	7.13	3.38	14.27	8.03	11.00	4.61	97.01	12.96	64.41	13.85	0.00	0.00	58.22	21.02	61.68	21.02	0.00	0.00	44.11	4.85	75.80	23.18	83.83	36.42	34.68	26.28	10.70	5.35	26.46	12.26
	17:00	20.21	5.69	7.38	3.43	14.45	8.52	11.12	4.73	82.36	9.66	65.08	12.72	0.00	0.00	57.39	19.36	60.64	19.36	0.00	0.00	42.08	3.89	75.95	21.50	82.66	34.88	34.05	25.20	13.24	6.39	25.67	11.58
	18:00	20.73	5.25	6.94	2.98	15.84	9.34	12.52	5.12	99.26	8.10	64.15	10.08	0.00	0.00	57.33	17.83	60.61	17.83	0.00	0.00	40.33	3.05	77.61	21.01	84.00	33.55	35.40	25.57	12.52	4.74	28.07	10.73
	19:00	33.70	6.55	3.69	0.88	33.70	10.94	14.76	2.64	88.30	9.18	101.53	18.04	0.00	0.00	62.81	15.70	66.44	15.70	24.80	0.00	46.44	1.18	95.93	21.50	108.63	38.79	44.93	32.80	11.90	3.87	65.38	20.34
	20:00	26.63	5.07	10.65	2.07	19.33	5.94	19.43	4.14	111.83	13.62	77.91	15.30	13.51	2.77	52.27	12.46	79.58	17.90	0.00	0.00	45.03	0.00	104.47	22.68	93.59	34.25	37.18	30.48	15.09	4.49	35.90	10.16
	21:00	23.97	4.67	10.10	3.09	18.67	8.35	17.34	4.81	91.91	6.78	69.67	9.95	14.18	2.49	48.66	13.37	77.32	20.24	0.00	0.00	42.66	1.95	99.74	25.66	88.34	32.11	33.77	28.80	14.18	4.92	31.62	10.72
	22:00	20.63	3.82	7.88	2.41	16.17	7.29	13.89	4.87	98.69	6.45	58.26	8.88	14.31	2.68	41.47	14.93	69.97	23.79	0.00	0.00	34.26	3.50	92.63	25.31	81.38	28.26	28.82	23.81	9.85	3.28	27.16	9.46
	23:00	18.35	2.84	6.22	1.71	14.66	7.12	11.71	5.11	87.53	14.67	49.99	10.05	14.66	2.87	36.81	16.82	65.70	28.31	0.00	0.00	24.76	8.70	63.62	21.95	76.04	33.54	28.90	31.19	10.34	3.88	24.47	9.81
	24:00	16.46	2.28	4.93	1.38	13.42	6.71	10.17	5.18	72.33	13.67	37.63	9.12	14.47	2.49	31.03	15.29	58.70	27.20	0.00	0.00	22.98	8.25	54.06	15.86	70.96	26.13	27.78	28.41	13.10	4.79	20.13	8.56

HORA	NOVACERO		E.E AMBATO								E.E.RIOBAMBA		E.E.BOLIVAR		E.E.R.CENTRO_SUR		E.E.AZOGUES		E.E.R.SUR		E.E.R.ESMERALDAS		E.E.SANTO_DOMINGO		EE MANABI					
	MULALO_138		T. AMBATO		T.TOTORAS		PUYO_69		TENA_69		RIOBAMBA_69		RIOBAMBA_69		CUENCA		LOJA		ESMERALDAS_69		S.DOMINGO_69		T.PORTOVIEJO		T.CHONE		PORTOVIEJO_138			
	NOVACERO						PUYO		TENA				ENTREGAS		AZOGUES		ENTREGAS		ESMERALDAS		ENTREGAS									
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
01:00	4.59	7.45	11.17	2.71	22.23	6.54	4.31	1.99	3.08	1.75	24.89	2.53	5.96	2.21	81.68	85.96	11.13	3.13	22.87	0.33	43.28	17.56	39.46	8.14	77.96	28.22	33.61	10.35	12.12	4.19
02:00	4.60	2.52	10.11	2.37	21.25	6.26	3.95	1.89	2.89	1.59	23.11	2.54	5.67	2.11	76.77	90.87	11.07	2.99	23.42	0.89	39.00	16.90	37.56	7.56	74.08	29.88	31.78	9.67	11.35	3.91
03:00	4.59	1.33	10.30	2.34	21.43	6.38	3.80	1.81	2.91	1.66	23.51	0.95	5.72	1.80	76.77	89.37	10.85	2.93	21.01	0.79	38.07	16.43	37.35	7.49	73.13	30.99	30.90	9.25	11.24	3.92
04:00	4.59	2.52	10.19	2.31	21.00	6.23	3.74	1.81	2.88	1.71	23.16	1.52	5.76	1.92	75.97	94.05	10.84	2.93	21.00	0.47	39.12	17.04	36.44	7.10	72.05	31.63	30.47	9.32	10.91	3.78
05:00	20.36	26.79	12.66	2.83	15.28	4.68	6.66	3.20	5.82	3.21	23.60	0.21	6.20	1.80	68.66	76.66	8.37	2.26	21.00	0.28	37.91	17.33	36.80	7.00	106.47	47.00	24.59	7.55	0.00	0.00
06:00	23.24	5.20	11.68	2.26	24.96	6.69	4.50	1.80	3.30	1.65	30.46	0.84	7.09	1.70	77.69	56.38	10.70	2.68	25.06	0.97	40.54	17.49	37.15	6.77	73.59	31.50	33.75	9.76	11.68	4.02
07:00	20.36	3.71	12.51	2.58	28.07	7.61	4.88	1.92	3.25	1.49	29.49	3.13	6.31	1.04	82.94	64.18	10.69	2.39	24.61	0.80	41.39	16.41	38.95	5.22	77.19	34.00	33.66	8.61	12.31	3.24
08:00	20.36	5.04	13.45	2.04	29.20	5.51	4.90	0.00	3.21	0.00	28.70	5.29	5.22	0.97	84.84	72.30	11.97	2.99	24.48	1.06	42.24	17.15	41.24	8.11	79.07	27.33	32.71	5.77	11.84	3.35
09:00	23.32	3.81	14.82	3.34	32.79	8.69	5.27	0.79	3.55	0.00	29.23	6.44	5.38	1.26	93.79	81.81	11.44	3.68	27.81	3.76	45.37	17.67	45.78	10.33	92.37	24.13	31.87	5.81	12.59	3.92
10:00	20.68	4.31	15.13	3.86	33.97	10.27	5.47	1.06	3.71	0.78	29.75	7.44	5.46	1.36	99.34	86.50	12.19	3.96	28.62	4.61	48.07	19.43	47.66	12.67	98.31	19.60	33.76	5.47	13.48	4.06
11:00	20.67	71.20	14.83	4.03	34.06	10.57	5.62	1.21	3.68	1.10	29.46	7.61	5.63	1.38	102.28	92.75	12.69	4.28	29.35	4.69	48.79	19.79	49.20	13.19	101.97	19.50	33.45	5.85	14.32	4.57
12:00	23.61	3.94	16.85	4.54	23.81	7.41	7.58	1.72	8.03	2.49	29.50	10.00	6.50	1.57	94.75	89.46	11.54	3.99	33.97	6.79	52.32	20.71	50.78	13.76	140.06	29.16	29.05	5.31	11.72	3.72
13:00	20.89	73.72	14.11	3.33	31.40	9.04	5.52	1.26	4.02	1.34	29.45	8.33	5.87	1.73	97.91	98.44	12.57	3.98	27.90	5.53	50.65	20.12	49.93	13.16	105.84	22.99	35.01	6.49	14.52	4.20
14:00	20.46	4.01	13.73	3.12	31.23	8.72	5.61	1.32	4.07	1.32	28.78	6.34	5.19	1.30	97.44	92.11	12.63	4.16	28.89	5.00	50.65	21.42	50.14	14.03	108.73	21.56	35.60	6.93	15.26	5.03
15:00	23.36	5.16	14.43	3.77	32.55	9.92	5.73	1.44	4.28	1.30	29.86	8.53	5.87	1.47	100.72	93.62	13.17	4.50	28.86	4.34	49.27	19.80	50.06	14.00	108.19	21.85	35.53	6.88	15.33	4.90
16:00	20.45	2.81	14.57	3.74	33.69	10.35	5.72	1.36	4.36	1.39	29.93	8.09	6.04	1.67	101.28	95.15	12.20	4.02	29.33	4.41	48.26	19.53	49.05	13.81	107.02	23.25	34.68	6.92	15.16	4.41
17:00	20.69	4.00	14.45	3.26	33.75	9.70	5.60	1.14	4.35	1.38	30.31	8.25	6.77	1.74	100.85	95.98	12.70	4.03	29.91	4.20	48.81	19.94	50.32	13.56	105.40	22.35	34.36	7.07	14.75	3.86
18:00	23.61	29.82	14.57	2.43	34.91	7.88	5.86	0.91	4.30	0.80	33.35	7.48	8.02	2.03	99.26	99.87	12.16	3.80	31.39	2.92	51.83	20.07	51.05	11.55	102.19	20.47	36.18	6.85	14.77	3.31
19:00	4.59	2.44	22.86	3.06	35.35	5.44	12.58	2.01	13.70	2.74	50.34	4.75	14.26	3.72	137.73	77.17	16.78	4.03	49.37	2.83	90.18	27.58	73.84	15.62	208.45	44.17	54.42	11.74	0.00	0.00
20:00	4.60	1.71	18.93	2.43	44.38	6.07	8.15	1.17	5.92	0.76	46.74	4.36	12.33	3.03	131.75	68.77	15.56	3.78	44.18	2.27	62.13	18.62	63.41	13.94	120.12	24.78	53.25	11.17	19.53	5.06
21:00	4.61	10.90	17.65	2.28	42.44	5.32	7.82	1.04	5.71	0.00	42.95	4.79	10.81	2.86	125.57	63.24	14.73	3.57	41.31	2.64	62.53	19.02	60.80	13.63	116.29	25.74	48.76	9.73	19.08	5.01
22:00	4.68	1.61	15.13	1.42	35.66	4.30	6.63	0.69	4.66	0.00	35.87	2.32	8.71	2.52	111.49	62.07	13.28	3.36	34.83	1.83	56.29	18.58	53.91	11.71	108.02	21.22	41.15	7.97	17.31	4.22
23:00	4.62	3.42	13.50	2.92	28.90	8.16	5.52	2.31	3.90	1.95	30.90	1.90	7.17	2.28	97.39	59.84	11.85	3.08	28.05	1.06	50.52	18.57	46.72	10.23	96.50	18.78	35.54	6.88	15.19	4.16
24:00	4.65	12.39	11.74	2.75	24.32	7.77	4.69	2.19	3.46	1.89	26.10	0.96	6.29	2.21	85.85	80.28	11.30	2.95	24.11	1.21	44.34	17.53	41.09	8.52	87.42	24.10	31.34	8.82	13.42	4.00



HORA	EMELGUR								E.E.R.MILAGRO		E.E.LOS_RIOS		E.E.R.EL_ORO		CATEG-D										E.E.STAELENA				E.E.SUCUMBIO				DEMANDA	
	MILAGRO_69		T.PASCUALES		T.QUEVEDO		T.D.CERRITOS		TOTAL		BABAHOYO_69		TOTAL		T.POLICENTRO		T.PASCUALES		T.SALITRAL		T.TRINITARIA		ELECTROQUIL_69		T.S.ELENA		POSORJA_69		ORELLANA_69				TOTAL	
	EMELGUR								ENTREGAS		LA_CHORRERA		ENTREGAS										HOLCIM				POSORJA		JIVINO		PAYAMINO		SISTEMA	
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR		
01:00	10.53	3.30	39.03	10.47	32.01	3.56	52.96	12.14	52.01	13.51	32.33	29.15	63.07	17.31	70.94	12.67	87.95	28.45	159.42	54.92	85.72	24.86	35.84	17.03	25.74	10.36	13.83	3.85	0.0	2.9	17.8	8.4	1630.18	594.42
02:00	11.76	3.72	37.35	9.96	29.30	3.21	49.63	11.26	55.92	14.16	29.41	28.64	59.43	14.11	65.21	11.85	85.85	28.51	146.62	53.49	66.55	19.01	34.05	15.63	24.25	10.33	13.41	3.77	0.0	2.9	17.0	8.4	1522.92	567.18
03:00	11.44	3.55	37.45	9.83	30.38	3.19	48.58	10.77	50.14	11.92	26.91	28.44	59.19	14.43	62.83	10.91	84.78	26.96	143.35	53.38	64.91	17.66	33.71	15.50	23.61	8.49	13.21	3.59	0.0	3.0	16.4	8.4	1498.37	554.54
04:00	11.63	3.68	37.47	9.58	30.06	2.69	46.42	10.17	48.79	11.52	25.63	26.58	57.64	13.98	62.69	10.73	81.32	25.59	139.17	50.76	62.79	16.10	32.53	15.16	23.26	8.71	13.07	3.38	0.0	2.8	16.3	8.4	1472.41	546.74
05:00	9.92	3.22	33.91	8.67	26.99	2.52	54.76	11.91	74.87	18.21	28.60	29.64	56.73	13.16	55.51	9.51	130.49	40.86	107.74	41.34	112.38	27.99	32.70	15.11	39.96	14.99	12.20	3.13	0.0	2.8	18.9	9.3	1575.01	582.43
06:00	10.98	3.20	39.94	10.09	29.96	2.90	44.94	9.07	54.52	13.15	28.16	28.79	57.52	12.70	63.51	9.43	84.78	26.28	146.19	55.29	61.01	14.90	32.55	14.95	22.67	8.30	12.88	3.27	3.6	6.0	14.3	6.0	1594.83	511.92
07:00	10.78	3.06	39.76	9.97	31.83	3.30	44.85	9.12	52.88	12.63	31.43	29.46	58.27	13.03	67.53	10.23	85.12	24.99	160.18	59.66	72.21	26.20	31.12	15.61	20.95	7.73	13.12	3.53	3.6	7.4	14.1	7.2	1665.13	556.06
08:00	10.84	2.99	40.34	11.49	34.12	5.29	47.66	10.95	58.00	17.16	32.41	28.72	62.21	16.83	75.16	13.87	90.31	29.69	185.94	48.24	84.09	19.41	29.30	14.35	22.58	8.29	14.45	4.24	4.6	7.8	13.7	7.4	1762.38	539.53
09:00	11.27	3.22	41.92	12.67	39.59	7.02	54.20	15.78	62.22	19.76	36.44	26.39	71.05	21.69	90.34	18.77	100.39	34.06	241.37	72.45	91.35	21.86	32.18	16.68	24.56	9.21	14.31	4.50	5.9	6.3	14.3	7.3	1965.92	639.48
10:00	12.25	3.74	43.34	13.62	41.79	7.82	58.67	18.46	70.92	22.97	38.70	28.73	73.70	21.59	104.07	24.05	104.28	35.69	269.90	96.76	84.51	21.13	32.63	20.03	25.43	10.94	15.13	4.80	7.1	6.9	15.1	7.8	2080.85	724.23
11:00	11.97	3.55	44.18	13.75	37.02	7.25	59.42	18.41	64.84	21.55	40.71	28.68	75.48	22.68	108.01	26.77	106.47	37.23	280.14	106.25	87.86	27.45	32.01	16.06	25.98	10.72	15.03	4.59	7.6	5.5	15.1	7.6	2120.75	822.60
12:00	12.47	4.23	46.72	14.58	44.71	9.17	69.40	21.83	54.26	18.49	40.91	30.85	78.28	22.79	93.18	23.69	131.86	46.74	178.57	71.74	134.35	41.87	32.02	16.23	28.38	11.78	16.02	4.77	9.1	5.9	17.0	8.5	2061.88	742.53
13:00	12.25	4.12	43.65	13.47	36.65	7.78	64.14	20.09	68.67	23.19	40.36	32.70	74.54	23.00	115.00	29.37	105.63	36.34	290.34	111.19	95.03	30.63	31.92	16.81	27.28	11.45	14.52	4.33	8.5	5.3	15.6	7.5	2135.53	857.11
14:00	12.10	3.86	43.84	14.19	37.73	8.99	65.81	21.05	66.32	22.63	40.99	29.75	74.05	23.93	117.99	30.01	106.59	38.51	295.88	102.47	106.80	32.85	32.45	16.61	26.55	10.90	14.24	4.46	9.1	5.3	15.5	7.6	2163.73	769.00
15:00	11.45	3.78	43.39	13.73	37.82	8.86	64.39	20.65	66.09	20.55	41.20	27.22	71.86	23.22	118.14	30.03	106.10	38.00	293.61	127.28	102.41	29.41	31.45	15.88	26.28	10.52	14.43	4.81	8.6	4.1	15.2	6.9	2182.71	781.22
16:00	11.69	3.84	43.11	13.88	37.06	8.73	62.93	19.71	65.90	22.17	41.03	27.55	74.42	24.08	121.29	31.06	106.43	38.09	292.83	117.05	101.08	24.94	31.71	16.11	25.96	10.57	13.68	4.21	8.8	4.2	14.6	7.0	2174.42	773.73
17:00	12.23	4.21	41.94	13.32	37.69	8.45	61.64	18.49	65.18	22.18	38.10	27.50	75.59	23.99	118.33	29.83	104.99	34.83	282.43	114.33	93.57	26.64	32.03	16.28	26.48	10.88	13.94	4.43	9.3	4.2	15.3	7.3	2134.02	754.20
18:00	12.03	4.13	41.46	12.46	38.92	8.50	58.77	16.23	73.15	23.58	38.73	28.39	76.28	22.58	110.90	27.11	101.41	31.79	261.79	119.96	92.51	27.79	30.80	16.31	27.58	11.67	14.38	4.44	10.0	2.8	14.9	6.3	2142.31	759.47
19:00	14.55	4.66	67.51	19.71	71.00	14.66	98.84	24.97	108.83	32.12	59.46	33.52	113.84	31.68	130.28	29.41	210.76	58.84	243.56	123.27	230.00	61.36	30.56	16.02	59.46	21.79	21.92	6.26	18.6	3.2	33.4	11.5	3075.15	898.46
20:00	11.34	3.54	51.68	14.53	47.83	9.25	71.89	17.47	81.65	23.13	48.13	25.01	95.95	25.34	111.24	23.30	111.34	30.84	250.78	131.77	120.31	30.87	33.92	17.53	37.38	12.16	17.16	4.53	11.1	2.3	21.0	7.3	2529.61	728.99
21:00	11.43	3.81	49.78	13.99	45.90	8.94	72.94	18.54	78.04	21.77	45.39	23.28	92.11	24.30	107.93	22.66	113.03	32.02	239.62	134.42	114.25	24.61	35.30	18.54	36.93	11.95	16.93	4.35	12.1	1.8	20.0	7.0	2408.39	720.67
22:00	10.16	3.30	44.37	12.16	38.98	6.48	67.80	16.45	75.47	20.27	39.50	22.13	84.90	21.40	98.58	19.54	108.12	32.79	220.91	110.65	115.17	30.73	35.87	17.41	34.83	11.23	15.96	4.28	11.1	1.6	17.8	6.7	2196.02	650.68
23:00	11.92	3.77	41.55	10.97	34.70	5.42	62.12	14.82	66.55	18.28	34.38	22.42	75.09	18.67	89.11	18.04	98.61	32.16	201.11	71.12	105.67	31.85	36.70	17.79	30.48	10.47	15.50	4.27	6.4	3.9	15.5	6.2	1948.93	635.32
24:00	11.64	3.85	39.62	10.48	29.98	3.71	56.71	13.48	61.74	17.08	29.77	23.96	68.55	16.73	79.98	16.01	92.98	31.26	178.19	67.41	92.77	28.10	34.70	16.28	26.73	9.94	14.36	4.13	3.6	4.5	15.2	6.8	1738.39	627.77

FECHA	HORA	E.E.QUITO																		E.E.P.COTOPAXI						NOVACERO										
		T.IBARRA69		IBARRA_34.5		T.IBARRA_138		T.TULCAN_69		SANTA ROSA 138						SANTA ROSA 46						VICENTINA_46						POMASQUI 138			AMBATO_69		MULALO_69		MULALO_138	
		AMBI		ATR						E.ESPEJO		S.ALEGRE		PAPALLACTA		TRAFO_TRN		TRAFO_TRP		TRAFO_T1		TRAFO_T2		QUITO_1		QUITO_2		LATACUNGA		MULALO		NOVACERO				
		MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	
2011-May-05	01:00	16.27	1.12	4.47	0.00	11.17	6.36	9.47	5.58	64.58	5.64	32.12	3.76	0.00	-0.02	28.93	17.07	57.11	32.32	26.65	9.89	50.88	26.87	69.13	11.31	26.69	16.52	9.04	3.54	19.57	10.06	4.59	0.30			
	02:00	15.68	0.99	4.02	0.00	10.52	6.19	8.98	4.99	60.98	6.68	31.37	3.64	0.00	-0.02	28.17	16.92	54.89	31.50	20.61	7.42	36.44	19.79	68.30	11.41	28.06	17.67	7.33	2.93	18.98	9.33	4.60	0.96			
	03:00	16.12	1.13	4.16	0.00	8.32	4.97	8.74	5.39	63.04	7.14	30.48	3.17	0.00	-0.02	28.30	17.58	54.93	32.64	20.41	7.93	35.76	20.48	68.03	11.10	28.19	19.71	8.01	3.35	18.93	9.13	4.59	14.00			
	04:00	16.06	1.01	4.01	0.00	8.23	4.79	8.85	5.53	61.55	10.40	30.67	4.09	0.00	-0.02	28.00	16.78	54.45	31.12	19.93	7.54	35.34	19.60	67.11	11.43	27.79	20.77	7.93	3.32	19.35	8.25	4.59	0.60			
	05:00	15.60	1.52	1.90	0.00	15.60	8.67	9.64	5.65	42.20	7.24	50.70	8.82	0.00	-0.02	33.34	19.25	34.96	19.25	24.26	9.47	46.74	25.97	52.40	8.31	19.20	11.12	5.81	2.37	32.60	14.45	20.36	1.93			
	06:00	19.87	1.95	5.89	0.00	10.29	4.30	11.38	4.36	82.88	7.16	43.14	6.92	0.00	-0.02	37.01	17.90	38.88	17.90	25.81	8.43	50.08	26.43	77.69	16.62	33.65	22.78	10.19	3.45	25.16	9.26	23.24	6.76			
	07:00	21.05	3.33	5.80	1.10	11.39	3.64	10.88	4.10	80.85	12.85	50.55	6.61	0.00	0.15	43.55	17.53	45.75	17.53	34.02	11.69	55.28	24.63	74.04	20.31	30.51	22.54	9.86	3.29	27.26	11.14	20.36	64.31			
	08:00	21.67	4.45	6.02	1.62	11.94	6.03	9.83	4.25	87.10	9.96	53.18	7.16	0.00	0.03	47.24	13.53	49.79	13.53	39.04	8.76	58.00	21.21	74.45	21.79	29.90	18.36	9.63	3.82	25.49	11.93	20.36	41.87			
	09:00	23.04	5.66	7.00	2.63	10.86	5.62	9.85	4.67	73.89	3.83	61.10	8.13	0.00	-0.21	55.61	17.15	58.58	17.15	48.69	3.49	65.50	23.90	77.85	28.00	29.74	19.04	10.35	4.34	27.10	12.09	23.32	5.94			
	10:00	24.40	5.99	7.00	2.80	10.40	4.23	10.60	5.23	76.59	2.16	65.37	9.73	0.00	-0.34	59.33	17.72	62.55	17.72	51.68	4.98	70.20	23.46	81.63	33.72	31.29	23.68	9.47	4.04	27.28	11.97	20.68	3.52			
	11:00	24.14	6.32	7.16	3.10	10.64	4.20	10.64	5.32	76.50	7.82	65.36	9.31	0.00	0.01	62.19	18.60	64.53	18.60	53.34	6.00	73.38	27.24	84.18	36.09	33.65	26.96	9.72	4.70	27.51	12.27	20.67	4.05			
	12:00	24.67	6.46	2.05	1.11	24.07	14.04	7.68	4.84	58.64	6.98	72.42	12.94	0.00	0.01	42.73	13.87	44.99	13.87	43.82	5.49	59.41	22.43	71.94	29.65	29.72	20.06	7.40	3.41	44.98	21.53	23.61	3.32			
	13:00	22.65	6.03	6.49	5.65	12.97	8.22	10.30	6.25	72.69	4.65	61.57	6.03	0.00	0.01	59.61	20.67	64.04	20.67	51.91	6.29	71.74	30.61	81.23	31.55	34.59	23.75	9.47	4.49	26.56	13.55	20.89	64.41			
	14:00	23.19	6.48	7.02	4.75	13.93	7.46	10.07	6.50	73.94	4.11	62.45	4.23	0.00	0.01	59.67	18.07	62.07	18.07	49.62	4.93	72.12	29.08	83.81	33.41	34.48	23.11	9.36	4.45	27.67	13.28	20.46	4.58			
	15:00	22.79	6.02	7.17	4.78	14.03	6.41	10.45	6.53	95.15	6.84	63.20	6.84	0.00	0.01	59.16	16.60	62.46	16.60	50.02	5.13	71.61	25.23	84.60	36.34	34.04	24.54	10.65	4.52	27.77	11.11	23.36	5.01			
	16:00	20.81	4.68	7.13	4.83	14.27	6.66	11.00	6.51	97.01	9.09	64.41	7.58	0.00	-0.01	58.38	15.90	61.53	15.90	50.74	5.62	69.16	21.47	83.83	37.63	34.68	28.48	10.70	4.67	26.46	11.63	20.45	1.18			
	17:00	20.21	4.49	7.38	5.42	14.45	8.35	11.12	6.84	82.36	8.53	65.08	6.13	0.00	0.01	57.44	16.57	60.58	16.57	50.06	5.07	67.96	23.87	82.66	34.36	34.05	25.77	13.24	5.78	25.67	11.56	20.69	0.00			
	18:00	20.73	3.68	6.94	3.03	15.84	8.05	12.52	6.26	99.26	2.72	64.15	2.40	0.00	0.31	57.43	16.72	60.50	16.72	44.19	2.56	73.75	29.35	84.00	26.30	35.40	20.64	12.52	4.58	28.07	10.25	23.61	11.15			
	19:00	33.70	4.60	3.69	0.50	33.70	10.88	14.76	4.10	88.30	7.50	101.53	6.67	0.00	0.10	62.86	12.31	66.39	12.31	50.62	1.05	91.75	28.54	108.63	34.62	44.93	32.27	11.90	3.58	65.38	20.65	4.59	3.67			
	20:00	26.63	3.52	10.65	1.43	19.33	7.26	19.43	5.45	111.83	5.82	77.91	5.26	0.00	0.04	52.27	10.52	79.58	15.07	50.35	0.00	99.15	32.26	93.59	30.40	37.18	26.14	15.09	4.62	35.90	11.22	4.60	1.05			
	21:00	23.97	2.91	10.10	1.59	18.67	6.94	17.34	5.82	91.91	4.64	69.67	1.18	0.00	0.00	48.66	11.53	77.32	17.04	46.48	3.80	95.92	33.07	88.34	23.42	33.77	19.22	14.18	4.60	31.62	10.40	4.61	4.84			
	22:00	20.63	2.15	7.88	0.00	16.17	6.63	13.89	5.67	98.69	6.13	58.26	5.16	0.00	0.00	41.47	12.37	69.97	19.03	44.46	7.64	82.43	29.80	81.38	21.72	28.82	20.41	9.85	3.49	27.16	9.13	4.68	2.06			
	23:00	18.35	1.13	6.22	0.00	14.66	6.48	11.71	4.29	87.53	26.01	49.99	9.18	0.00	0.00	36.81	14.82	65.70	24.93	32.62	11.47	55.75	18.51	76.04	21.30	28.90	24.51	10.34	3.72	24.47	8.88	4.62	0.15			
	24:00	16.46	1.51	4.93	3.14	13.42	7.13	10.17	5.08	72.33	12.12	37.63	8.54	14.47	0.04	31.03	16.62	58.70	29.71	28.96	11.43	48.08	15.27	70.96	19.58	27.78	25.96	13.10	4.62	20.13	7.88	4.65	0.55			

HORA	E.E.AMBATO								E.E.RIOBAMBA		E.E.BOLIVAR		E.E.R.CENTRO_SUR		E.E.AZOGUES		E.E.R.SUR		E.E.R.ESMERALDAS		E.E.SANTO DOMINGO		EE MANABI						EMELGUR									
	T.AMBATO		T.TOTORAS		PUYO_69		TENA_69		RIOBAMBA_69		RIOBAMBA_69		CUENCA		AZOGUES		LOJA		ESMERALDAS_69		S.DOMINGO_69		T.PORTOVIEJO		T.CHONE		PORTOVIEJO_138		MILAGRO_69		T.PASCUALES		T.QUEVEDO		T.D.CERRITOS			
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR		
01:00	11.17	2.01	22.23	6.59	4.31	2.01	3.08	1.79	24.89	4.15	5.96	2.34	81.68	19.90	11.13	1.35	22.87	2.96	43.28	22.52	39.46	11.68	77.96	23.56	33.61	12.21	12.12	0.84	10.53	3.63	39.03	12.11	32.01	5.22	52.96	14.61		
02:00	10.11	1.81	21.25	6.04	3.95	1.85	2.89	1.64	23.11	4.06	5.67	2.16	76.77	19.45	11.07	1.08	23.42	3.42	39.00	20.91	37.56	9.36	74.08	22.96	31.78	12.05	11.35	0.50	11.76	4.21	37.35	11.47	29.30	4.17	49.63	12.29		
03:00	10.30	1.91	21.43	6.12	3.80	1.82	2.91	1.66	23.51	4.10	5.72	2.10	76.77	14.79	10.85	0.93	21.01	2.57	38.07	20.00	37.35	7.99	73.13	22.01	30.90	11.81	11.24	0.06	11.44	3.72	37.45	11.43	30.38	4.15	48.58	11.79		
04:00	10.19	1.75	21.00	5.91	3.74	1.76	2.88	1.75	23.16	3.81	5.76	2.08	75.97	14.02	10.84	0.94	21.00	2.46	39.12	20.73	36.44	7.19	72.05	21.73	30.47	11.80	10.91	0.22	11.63	3.97	37.47	11.47	30.06	3.58	46.42	11.20		
05:00	12.66	2.63	15.28	4.35	6.66	3.06	5.82	3.30	23.60	3.47	6.20	1.99	68.66	12.25	8.37	0.72	21.00	2.28	37.91	20.23	36.80	7.26	106.47	32.11	24.59	9.54	0.00	0.00	9.92	3.52	33.91	10.28	26.99	3.46	54.76	12.98		
06:00	11.68	2.02	24.96	6.47	4.50	1.88	3.30	1.46	30.46	3.56	7.09	1.82	77.69	8.33	10.70	0.91	25.06	1.58	40.54	19.16	37.15	7.03	73.59	20.58	33.75	12.16	11.68	0.34	10.98	3.79	39.94	11.53	29.96	3.98	44.94	9.80		
07:00	12.51	2.27	28.07	7.56	4.88	0.00	3.25	1.53	29.49	4.04	6.31	1.22	82.94	20.25	10.69	1.47	24.61	2.26	41.39	20.53	38.95	6.18	77.19	17.10	33.66	12.42	12.31	1.94	10.78	3.84	39.76	12.28	31.83	5.06	44.85	10.67		
08:00	13.45	1.68	29.20	5.00	4.90	0.63	3.21	0.00	28.70	3.49	5.22	1.19	84.84	27.47	11.97	2.48	24.48	3.24	42.24	19.75	41.24	8.25	79.07	10.95	32.71	6.83	11.84	0.66	10.84	3.74	40.34	13.27	34.12	6.79	47.66	12.15		
09:00	14.82	2.91	32.79	8.49	5.27	0.97	3.55	0.00	29.23	6.00	5.38	1.63	93.79	41.66	11.44	2.80	27.81	5.09	45.37	21.38	45.78	11.73	92.37	18.93	31.87	8.23	12.59	0.59	11.27	4.08	41.92	14.18	39.59	9.46	54.20	16.57		
10:00	15.13	3.47	33.97	9.76	5.47	1.12	3.71	0.00	29.75	8.97	5.46	1.66	99.34	45.36	12.19	2.64	28.62	5.70	48.07	20.38	47.66	12.23	98.31	21.75	33.76	8.93	13.48	1.21	12.25	3.88	43.34	14.48	41.79	10.40	58.67	18.42		
11:00	14.83	3.57	34.06	10.05	5.62	1.32	3.68	0.00	29.46	8.90	5.63	1.68	102.28	45.52	12.69	3.07	29.35	5.98	48.79	20.67	49.20	14.18	101.97	27.52	33.45	10.85	14.32	1.62	11.97	4.55	44.18	15.09	37.02	10.44	59.42	18.84		
12:00	16.85	4.19	23.81	7.30	7.58	1.88	8.03	0.00	29.50	9.00	6.50	2.06	94.75	28.28	11.54	2.98	33.97	6.84	52.32	22.73	50.78	15.05	140.06	37.24	29.05	9.19	11.72	1.36	12.47	4.26	46.72	15.94	44.71	12.51	69.40	21.98		
13:00	14.11	2.99	31.40	8.53	5.52	1.14	4.02	0.00	29.45	7.99	5.87	1.76	97.91	45.76	12.57	2.61	27.90	5.62	50.65	21.59	49.93	13.96	105.84	28.02	35.01	11.07	14.52	1.63	12.25	3.95	43.65	14.95	36.65	9.76	64.14	20.61		
14:00	13.73	2.75	31.23	8.00	5.61	1.21	4.07	0.00	28.78	7.00	5.19	1.46	97.44	109.50	12.63	2.82	28.89	5.61	50.65	21.81	50.14	14.56	108.73	29.22	35.60	10.89	15.26	2.40	12.10	4.13	43.84	15.43	37.73	10.56	65.81	21.64		
15:00	14.43	3.35	32.55	9.69	5.73	1.31	4.28	0.00	29.86	6.66	5.87	1.62	100.72	105.29	13.17	3.14	28.86	5.81	49.27	21.11	50.06	15.08	108.19	32.49	35.53	12.07	15.33	2.69	11.45	3.79	43.39	15.74	37.82	10.52	64.39	20.46		
16:00	14.57	3.46	33.69	10.60	5.72	1.27	4.36	0.00	29.93	8.14	6.04	1.73	101.28	111.66	12.20	2.58	29.33	6.56	48.26	20.48	49.05	14.26	107.02	30.08	34.68	10.58	15.16	3.12	11.69	3.83	43.11	14.77	37.06	10.63	62.93	21.10		
17:00	14.45	3.31	33.75	10.46	5.60	1.14	4.35	0.00	30.31	9.15	6.77	1.53	100.85	107.99	12.70	2.57	29.91	5.94	48.81	22.77	50.32	13.92	105.40	28.52	34.36	10.40	14.75	2.45	12.23	4.39	41.94	14.76	37.69	10.71	61.64	21.19		
18:00	14.57	2.26	34.91	7.93	5.86	0.94	4.30	0.00	33.35	6.63	8.02	1.63	99.26	90.63	12.16	1.98	31.39	4.86	51.83	22.24	51.05	12.10	102.19	26.77	36.18	10.68	14.77	2.14	12.03	4.31	41.46	14.13	38.92	10.11	58.77	18.31		
19:00	22.86	2.83	35.35	5.58	12.58	2.01	13.70	0.00	50.34	6.62	14.26	3.11	137.73	61.66	16.78	2.58	49.37	6.78	90.18	28.36	73.84	15.56	208.45	51.59	54.42	13.90	0.00	0.00	14.55	4.97	67.51	22.15	71.00	18.49	98.84	30.19		
20:00	18.93	2.28	44.38	5.76	8.15	1.24	5.92	0.00	46.74	6.03	12.33	3.08	131.75	64.08	15.56	2.15	44.18	5.55	62.13	20.01	63.41	14.76	120.12	28.41	53.25	13.13	19.53	3.91	11.34	4.08	51.68	15.89	47.83	12.09	71.89	22.57		
21:00	17.65	1.76	42.44	4.94	7.82	1.03	5.71	0.00	42.95	2.72	10.81	2.92	125.57	63.14	14.73	2.14	41.31	4.99	62.53	22.93	60.80	13.84	116.29	26.56	48.76	11.58	19.08	3.73	11.43	3.99	49.78	14.97	45.90	10.46	72.94	22.90		
22:00	15.13	1.15	35.66	3.60	6.63	0.75	4.66	0.00	35.87	3.21	8.71	2.61	111.49	61.74	13.28	1.63	34.83	5.01	56.29	20.17	53.91	11.79	108.02	26.29	41.15	10.15	17.31	3.96	10.16	3.78	44.37	12.93	38.98	8.48	67.80	19.85		
23:00	13.50	2.68	28.90	7.86	5.52	2.24	3.90	1.80	30.90	0.82	7.17	2.43	97.39	73.52	11.85	1.52	28.05	2.72	50.52	19.52	46.72	9.56	96.50	27.12	35.54	10.65	15.19	3.07	11.92	4.14	41.55	12.00	34.70	6.97	62.12	16.51		

HORA	E.E.R.MILAGRO		E.E.LOS_RIOS		E.E.R.EL_ORO		CATEG-D										E.E. STA ELENA				E.E.SUCUMBIOS				DEMANDA	
	TOTAL		BABAHOYO_69		TOTAL		T.POLICENTRO		T.PASCUALES		T.SALITRAL		T.TRINITARIA		ELECTROQUIL_69		T.S.ELENA		POSORJA_69		ORELLANA_69				TOTAL	
	ENTREGAS		LA_CHORRERA		ENTREGAS										HOLCIM				POSORJA		JIVINO		PAYAMINO		SISTEMA	
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
01:00	52.01	15.45	32.33	20.05	63.07	14.95	70.94	16.05	87.95	28.91	159.42	36.24	85.72	27.89	35.84	16.24	25.74	9.19	13.83	3.53	11.2	3.3	6.6	2.7	1617.10	494.31
02:00	55.92	16.86	29.41	19.89	59.43	13.78	65.21	14.98	85.85	28.90	146.62	33.89	66.55	19.43	34.05	14.78	24.25	8.89	13.41	3.35	10.7	3.1	6.4	2.6	1510.23	460.26
03:00	50.14	15.03	26.91	18.70	59.19	12.57	62.83	14.32	84.78	28.86	143.35	32.77	64.91	20.31	33.71	14.58	23.61	8.95	13.21	3.25	10.4	3.2	6.0	2.5	1485.57	461.75
04:00	48.79	14.45	25.63	18.69	57.64	12.14	62.69	14.49	81.32	28.30	139.17	31.31	62.79	18.98	32.53	14.12	23.26	8.89	13.07	3.32	10.3	3.2	5.9	2.6	1459.65	442.05
05:00	74.87	21.75	28.60	18.97	56.73	11.97	55.51	13.03	130.49	44.27	107.74	24.41	112.38	35.45	32.70	14.12	39.96	15.12	12.20	2.91	12.0	3.2	7.0	2.9	1575.01	485.52
06:00	54.52	15.32	28.16	15.34	57.52	11.46	63.51	13.75	84.78	27.24	146.19	29.86	61.01	20.17	32.55	13.84	22.67	8.23	12.88	2.91	11.2	3.3	6.7	2.5	1594.83	434.51
07:00	52.88	15.96	31.43	18.88	58.27	12.15	67.53	17.31	85.12	28.21	160.18	46.29	72.21	21.38	31.12	13.43	20.95	7.92	13.12	2.83	11.4	3.5	6.3	2.5	1665.13	545.78
08:00	58.00	18.83	32.41	16.14	62.21	14.50	75.16	17.96	90.31	30.45	185.94	57.13	84.09	21.86	29.30	12.46	22.58	8.43	14.45	3.26	11.0	3.5	7.2	3.3	1762.38	523.67
09:00	62.22	21.37	36.44	17.20	71.05	14.97	90.34	24.15	100.39	36.93	241.37	78.25	91.35	29.77	32.18	14.30	24.56	8.96	14.31	4.13	11.8	3.7	8.4	3.8	1965.92	593.58
10:00	70.92	23.97	38.70	17.43	73.70	20.31	104.07	28.84	104.28	38.03	269.90	92.08	84.51	23.88	32.63	13.92	25.43	9.29	15.13	4.27	12.9	4.2	9.2	4.2	2080.85	641.33
11:00	64.84	22.50	40.71	18.93	75.48	22.23	108.01	32.86	106.47	40.09	280.14	100.77	87.86	27.87	32.01	14.19	25.98	9.64	15.03	4.34	13.3	4.5	9.4	4.2	2120.75	696.53
12:00	54.26	18.64	40.91	20.40	78.28	23.64	93.18	28.85	131.86	49.67	178.57	63.03	134.35	44.97	32.02	13.71	28.38	10.44	16.02	4.38	15.3	5.2	10.8	4.7	2061.88	670.39
13:00	68.67	23.59	40.36	18.59	74.54	20.03	115.00	36.21	105.63	38.25	290.34	102.29	95.03	25.55	31.92	13.31	27.28	10.15	14.52	4.41	14.2	4.5	9.9	4.3	2135.53	755.92
14:00	66.32	22.98	40.99	17.15	74.05	21.01	117.99	36.12	106.59	39.00	295.88	104.07	106.80	31.78	32.45	13.49	26.55	10.08	14.24	4.89	14.5	4.8	10.1	4.4	2163.73	761.34
15:00	66.09	23.13	41.20	16.94	71.86	20.81	118.14	36.13	106.10	38.88	293.61	103.61	102.41	32.59	31.45	13.41	26.28	9.38	14.43	5.23	14.1	4.8	9.7	4.2	2182.71	762.51
16:00	65.90	23.40	41.03	19.80	74.42	22.14	121.29	39.54	106.43	39.69	292.83	123.27	101.08	29.42	31.71	13.66	25.96	9.71	13.68	4.47	13.1	4.7	10.3	4.5	2174.42	790.97
17:00	65.18	22.53	38.10	19.49	75.59	21.50	118.33	39.12	104.99	38.64	282.43	112.79	93.57	28.78	32.03	14.55	26.48	10.42	13.94	4.53	13.7	4.8	10.9	4.8	2134.02	772.55
18:00	73.15	23.61	38.73	19.61	76.28	20.60	110.90	35.49	101.41	35.36	261.79	98.38	92.51	27.50	30.80	14.36	27.58	12.07	14.38	4.23	13.7	4.2	11.2	4.3	2142.31	702.10
19:00	108.83	33.08	59.46	24.09	113.84	29.81	130.28	38.65	210.76	69.29	243.56	86.62	230.00	60.39	30.56	14.35	59.46	21.49	21.92	5.87	25.1	5.4	26.9	8.1	3075.15	856.92
20:00	81.65	24.50	48.13	19.63	95.95	24.08	111.24	32.02	111.34	36.18	250.78	71.55	120.31	35.01	33.92	15.82	37.38	13.21	17.16	4.41	15.8	3.7	16.4	4.8	2516.10	669.99
21:00	78.04	23.01	45.39	19.40	92.11	22.69	107.93	27.66	113.03	37.49	239.62	66.76	114.25	33.33	35.30	16.51	36.93	12.45	16.93	4.26	16.7	3.6	15.4	4.6	2394.21	637.35
22:00	75.47	21.88	39.50	19.10	84.90	20.79	98.58	26.74	108.12	38.62	220.91	63.74	115.17	38.23	35.87	16.79	34.83	10.81	15.96	4.27	16.6	4.3	12.3	3.9	2181.71	617.68
23:00	66.55	19.49	34.38	18.81	75.09	17.13	89.11	21.56	98.61	33.55	201.11	45.70	105.67	33.25	36.70	15.76	30.48	9.65	15.50	3.90	13.3	4.1	8.6	3.0	1934.27	606.38
24:00	61.74	18.32	29.77	19.68	68.55	16.17	79.98	18.37	92.98	32.81	178.19	41.09	92.77	29.57	34.70	15.08	26.73	9.73	14.36	3.86	12.0	3.7	6.8	2.6	1738.39	611.18

FECHA	HORA	E.E.QUITO																		E.E.P.COTOPAXI						NOVACERO											
		T.IBARRA69		IBARRA_34.5		T.IBARRA_138		T.TULCAN_69		SANTA ROSA 138						SANTA ROSA 46						VICENTINA 46						POMASQUI 138				AMBATO 69		MULALO 69		MULALO 138	
				AMBI		ATR				E ESPEJO		S.ALEGRE		PAPALLACTA		TRAFO TRN		TRAFO TRP		TRAFO T1		TRAFO T2		QUITO 1		QUITO 2		LATACUNGA		MULALO		NOVACERO					
		MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR		
2011-Jul-01	01:00	16.27	0.96	4.47	1.88	11.17	2.50	9.47	4.04	64.58	5.85	32.12	5.53	13.08	-0.12	28.93	17.59	57.11	29.57	20.85	3.71	56.68	32.76	69.13	21.05	26.69	22.14	9.04	3.55	19.57	8.48	4.59	2.38				
	02:00	15.68	1.02	4.02	2.01	10.52	2.39	8.98	4.63	60.98	6.03	31.37	5.06	12.69	-0.04	28.17	17.52	54.89	28.46	15.64	2.81	41.42	25.02	68.30	21.89	28.06	38.37	7.33	2.87	18.98	8.22	4.60	3.16				
	03:00	16.12	0.63	4.16	0.30	8.32	0.76	8.74	4.15	63.04	11.28	30.48	3.75	12.80	0.01	28.30	16.36	54.93	26.23	15.05	2.26	41.13	22.56	68.03	21.35	28.19	52.47	8.01	3.16	18.93	8.01	4.59	6.48				
	04:00	16.06	0.63	4.01	0.00	8.23	1.48	8.85	3.62	61.55	11.44	30.67	3.86	12.76	0.25	28.00	15.09	54.45	24.73	14.78	1.74	40.49	20.17	67.11	21.68	27.79	58.11	7.93	2.96	19.35	7.87	4.59	7.01				
	05:00	15.60	0.91	1.90	0.48	15.60	5.43	9.64	4.28	42.20	7.55	50.70	7.49	0.00	0.00	33.16	17.90	35.14	15.92	18.01	2.40	52.99	24.38	52.40	17.17	19.20	24.81	5.81	2.11	32.60	12.77	20.36	15.45				
	06:00	19.87	1.60	5.89	0.98	10.29	3.64	11.38	4.73	82.88	3.82	43.14	8.53	0.00	0.00	37.03	19.43	38.86	17.71	19.52	2.73	56.37	26.75	77.69	18.36	33.65	16.09	10.19	3.58	25.16	9.88	23.24	20.56				
	07:00	21.05	3.30	5.80	1.93	11.39	4.18	10.88	4.20	80.85	3.53	50.55	8.84	0.00	0.00	43.44	15.89	45.85	13.48	25.17	4.87	64.12	21.57	74.04	17.24	30.51	9.84	9.86	3.29	27.26	9.87	20.36	12.96				
	08:00	21.67	5.14	6.02	2.01	11.94	3.91	9.83	3.75	87.10	8.67	53.18	7.27	0.00	0.00	47.18	17.06	49.85	14.26	31.76	0.54	65.27	17.84	74.45	19.23	29.90	5.01	9.63	3.82	25.49	10.45	20.36	22.80				
	09:00	23.04	6.65	7.00	4.44	10.86	3.67	9.85	4.01	73.89	2.96	61.10	11.02	0.00	0.00	55.67	21.55	58.52	18.70	40.03	2.33	74.16	23.26	77.85	24.51	29.74	6.56	10.35	4.41	27.10	11.94	23.32	11.66				
	10:00	24.40	7.11	7.00	3.29	10.40	5.58	10.60	4.38	76.59	0.96	65.37	14.13	0.00	0.00	59.53	22.86	62.35	20.34	43.77	3.83	78.11	26.22	81.63	26.41	31.29	6.58	9.47	4.28	27.28	12.18	20.68	16.68				
	11:00	24.14	7.67	7.16	4.92	10.64	5.95	10.64	4.91	76.50	0.19	65.36	14.83	0.00	0.00	61.91	26.45	64.81	23.69	45.95	5.07	80.77	30.93	84.18	31.71	33.65	10.15	9.72	4.70	27.51	12.39	20.67	14.67				
	12:00	24.67	7.71	2.05	1.05	24.07	13.44	7.68	3.67	58.64	0.07	72.42	16.13	0.00	0.00	42.68	17.80	45.04	15.98	37.50	4.69	65.73	25.25	71.94	26.93	29.72	9.69	7.40	3.40	44.98	19.55	23.61	10.56				
	13:00	22.65	6.78	6.49	4.03	12.97	7.59	10.30	5.15	72.69	1.20	61.57	13.79	0.00	0.00	60.13	26.67	63.52	23.74	44.59	4.71	79.06	31.60	81.23	28.30	34.59	10.52	9.47	4.21	26.56	12.15	20.89	20.89				
	14:00	23.19	7.16	7.02	4.09	13.93	8.06	10.07	5.03	73.94	1.69	62.45	12.85	0.00	0.00	59.32	25.47	62.43	22.52	45.12	4.97	76.62	28.65	83.81	31.46	34.48	10.87	9.36	4.31	27.67	12.12	20.46	5.12				
	15:00	22.79	6.89	7.17	3.69	14.03	8.13	10.45	4.88	95.15	1.94	63.20	13.04	0.00	0.00	59.18	25.94	62.44	23.61	45.86	5.08	75.76	29.09	84.60	32.80	34.04	10.81	10.65	5.00	27.77	11.69	23.36	12.05				
	16:00	20.81	5.92	7.13	4.24	14.27	8.12	11.00	5.44	97.01	1.48	64.41	13.54	0.00	0.00	58.30	25.48	61.60	22.78	44.35	5.04	75.55	28.25	83.83	30.51	34.68	10.73	10.70	4.70	26.46	12.01	20.45	12.27				
	17:00	20.21	5.10	7.38	5.16	14.45	8.32	11.12	5.43	82.36	2.77	65.08	12.49	0.00	0.00	57.50	23.55	60.53	21.24	42.69	4.41	75.33	26.59	82.66	28.41	34.05	9.49	13.24	5.86	25.67	10.09	20.69	5.05				
	18:00	20.73	3.71	6.94	9.72	15.84	8.34	12.52	5.17	99.26	5.53	64.15	9.77	0.00	0.00	57.41	22.63	60.52	20.08	42.42	2.92	75.52	27.26	84.00	24.65	35.40	9.03	12.52	4.48	28.07	9.73	23.61	25.97				
	19:00	33.70	4.52	3.69	0.41	33.70	12.50	14.76	4.17	88.30	3.77	101.53	14.78	0.00	0.00	63.00	22.93	66.25	20.24	50.24	1.42	92.13	31.69	108.63	26.66	44.93	11.91	11.90	3.53	65.38	20.43	4.59	9.83				
	20:00	26.63	3.56	10.65	0.89	19.33	7.50	19.43	5.90	111.83	5.47	77.91	11.01	13.51	0.03	52.27	19.32	79.58	24.82	48.52	0.20	100.98	35.21	93.59	22.10	37.18	9.75	15.09	4.42	35.90	11.22	4.60	4.98				
	21:00	23.97	2.77	10.10	1.06	18.67	7.30	17.34	5.62	91.91	10.01	69.67	6.02	14.18	-0.04	48.66	19.00	77.32	25.29	45.57	3.38	96.84	36.41	88.34	19.25	33.77	6.12	14.18	4.59	31.62	10.54	4.61	9.22				
	22:00	20.63	2.19	7.88	1.29	16.17	6.69	13.89	4.79	98.69	15.60	58.26	4.74	14.31	-0.04	41.47	21.91	69.97	31.61	43.48	5.32	83.41	41.22	81.38	14.42	28.82	4.45	9.85	3.53	27.16	9.85	4.68	6.69				
	23:00	18.35	1.48	6.22	1.15	14.66	6.80	11.71	5.34	87.53	2.56	49.99	11.99	14.66	-0.01	36.81	22.34	65.70	33.95	29.99	10.23	58.39	34.33	76.04	20.00	28.90	14.45	10.34	3.82	24.47	10.17	4.62	7.70				
	24:00	16.46	1.48	4.93	1.89	13.42	2.92	10.17	5.43	72.33	3.93	37.63	8.78	14.47	0.10	31.03	18.28	58.70	28.97	22.31	9.05	54.73	30.21	70.96	18.55	27.78	13.30	13.10	4.95	20.13	8.69	4.65	3.57				

HORA	E.E. AMBATO								E.E. RIOBAMBA		E.E. BOLIVAR		E.E. CENTRO_SUR		E.E. AZOGUES		E.E. SUR		E.E. ESMERALDAS		E.E. SANTO DOMINGO		EE MANABI					
	T. AMBATO		T. TOTORAS		PUYO_69		TENA_69		RIOBAMBA_69		RIOBAMBA_69		CUENCA				LOJA		ESMERALDAS_69		S.DOMINGO_69		T.PORTOVIEJO		T.CHONE		PORTOVIEJO_138	
					PUYO		TENA				GUARANDA		ENTREGAS		AZOGUES		ENTREGAS		ESMERALDAS		ENTREGAS						MOVIL	
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
01:00	11.17	0.21	22.23	6.82	4.31	1.97	3.08	1.69	24.89	3.25	5.96	2.17	81.68	117.23	11.13	2.02	22.87	2.21	43.28	20.41	39.46	8.34	77.96	27.63	33.61	11.10	12.12	0.00
02:00	10.11	0.00	21.25	6.61	3.95	1.86	2.89	1.64	23.11	3.11	5.67	2.31	76.77	132.80	11.07	2.01	23.42	1.77	39.00	18.83	37.56	7.35	74.08	26.42	31.78	10.80	11.35	0.00
03:00	10.30	0.19	21.43	6.50	3.80	1.80	2.91	1.71	23.51	2.47	5.72	2.20	76.77	125.57	10.85	2.20	21.01	1.39	38.07	17.68	37.35	6.49	73.13	25.79	30.90	10.20	11.24	0.00
04:00	10.19	0.19	21.00	5.79	3.74	1.74	2.88	1.59	23.16	1.86	5.76	1.96	75.97	138.44	10.84	2.20	21.00	0.93	39.12	17.33	36.44	5.51	72.05	25.18	30.47	9.54	10.91	0.00
05:00	12.66	0.00	15.28	4.38	6.66	2.96	5.82	3.10	23.60	2.04	6.20	2.00	68.66	132.47	8.37	1.97	21.00	1.07	37.91	17.39	36.80	5.74	106.47	37.29	24.59	7.79	0.00	0.00
06:00	11.68	0.19	24.96	6.54	4.50	1.88	3.30	1.55	30.46	2.55	7.09	2.07	77.69	103.78	10.70	2.31	25.06	0.96	40.54	18.32	37.15	6.13	73.59	24.26	33.75	10.14	11.68	0.00
07:00	12.51	0.21	28.07	7.04	4.88	0.00	3.25	1.44	29.49	3.85	6.31	1.22	82.94	118.90	10.69	2.67	24.61	1.31	41.39	18.45	38.95	6.23	77.19	17.42	33.66	6.64	12.31	0.00
08:00	13.45	1.34	29.20	4.15	4.90	0.65	3.21	0.00	28.70	5.45	5.22	1.15	84.84	103.46	11.97	3.16	24.48	1.71	42.24	18.95	41.24	8.36	79.07	17.16	32.71	6.64	11.84	0.00
09:00	14.82	3.40	32.79	7.66	5.27	0.82	3.55	0.00	29.23	6.29	5.38	1.28	93.79	106.81	11.44	3.39	27.81	4.06	45.37	20.31	45.78	10.89	92.37	24.68	31.87	7.10	12.59	0.00
10:00	15.13	3.58	33.97	8.41	5.47	0.87	3.71	0.00	29.75	8.13	5.46	1.29	99.34	104.39	12.19	3.77	28.62	4.59	48.07	22.47	47.66	12.13	98.31	25.52	33.76	7.35	13.48	0.00
11:00	14.83	3.80	34.06	9.32	5.62	1.10	3.68	0.00	29.46	9.30	5.63	1.63	102.28	117.62	12.69	3.61	29.35	5.44	48.79	22.42	49.20	13.16	101.97	27.70	33.45	7.37	14.32	0.00
12:00	16.85	4.48	23.81	6.52	7.58	1.44	8.03	0.00	29.50	9.83	6.50	1.70	94.75	104.19	11.54	3.59	33.97	6.15	52.32	23.96	50.78	13.24	140.06	37.43	29.05	6.22	11.72	0.00
13:00	14.11	2.82	31.40	7.44	5.52	0.86	4.02	0.00	29.45	8.90	5.87	1.64	97.91	117.72	12.57	3.34	27.90	5.08	50.65	24.08	49.93	13.34	105.84	29.06	35.01	7.57	14.52	0.00
14:00	13.73	2.75	31.23	7.31	5.61	0.96	4.07	0.00	28.78	8.05	5.19	1.32	97.44	119.05	12.63	3.85	28.89	5.97	50.65	22.84	50.14	13.42	108.73	29.31	35.60	7.59	15.26	0.00
15:00	14.43	3.23	32.55	8.82	5.73	0.99	4.28	0.00	29.86	8.85	5.87	1.54	100.72	111.19	13.17	4.26	28.86	5.67	49.27	22.50	50.06	13.99	108.19	33.73	35.53	8.08	15.33	0.00
16:00	14.57	3.50	33.69	9.20	5.72	0.97	4.36	0.00	29.93	8.96	6.04	1.53	101.28	102.51	12.20	3.55	29.33	5.97	48.26	22.37	49.05	14.29	107.02	33.22	34.68	7.81	15.16	0.00
17:00	14.45	3.05	33.75	8.44	5.60	0.70	4.35	0.00	30.31	9.19	6.77	1.59	100.85	96.79	12.70	3.58	29.91	5.75	48.81	23.88	50.32	13.67	105.40	30.91	34.36	7.12	14.75	0.00
18:00	14.57	1.64	34.91	6.30	5.86	0.59	4.30	0.00	33.35	6.73	8.02	1.66	99.26	78.47	12.16	3.39	31.39	5.34	51.83	23.88	51.05	11.86	102.19	26.89	36.18	6.77	14.77	0.00
19:00	22.86	1.99	35.35	5.11	12.58	1.62	13.70	0.00	50.34	7.81	14.26	3.89	137.73	63.06	16.78	4.11	49.37	5.16	90.18	29.50	73.84	15.32	208.45	61.83	54.42	11.47	0.00	0.00
20:00	18.93	1.66	44.38	5.59	8.15	0.94	5.92	0.00	46.74	7.14	12.33	3.40	131.75	66.83	15.56	3.76	44.18	4.01	62.13	20.85	63.41	14.35	120.12	36.53	53.25	10.67	19.53	0.00
21:00	17.65	1.10	42.44	4.54	7.82	0.77	5.71	0.00	42.95	5.59	10.81	2.92	125.57	70.75	14.73	3.55	41.31	4.21	62.53	21.49	60.80	13.27	116.29	31.67	48.76	10.06	19.08	0.00
22:00	15.13	0.71	35.66	3.10	6.63	0.00	4.66	0.00	35.87	4.99	8.71	2.61	111.49	64.02	13.28	3.17	34.83	4.05	56.29	21.31	53.91	11.53	108.02	31.68	41.15	8.52	17.31	0.00
23:00	13.50	0.43	28.90	7.74	5.52	2.17	3.90	1.73	30.90	2.93	7.17	2.28	97.39	74.48	11.85	2.64	28.05	3.32	50.52	21.68	46.72	9.48	96.50	28.99	35.54	10.40	15.19	0.00
24:00	11.74	0.20	24.32	7.15	4.69	1.88	3.46	1.79	26.10	3.19	6.29	2.21	85.85	86.99	11.30	2.65	24.11	2.56	44.34	20.90	41.09	8.72	87.42	31.33	31.34	10.86	13.42	0.00

HORA	EMELGUR								E.E.R.MILAGRO		E.E.LOS_RIOS		E.E.R.EL_ORO		CATEG-D										E.E. STA ELENA				E.E.SUCUMBIOS				DEMANDA	
	MILAGRO_69		T.PASCUALES		T.QUEVEDO		T.D.CERRITOS		TOTAL		BABAHOYO_69		TOTAL		T.POLICENTRO		T.PASCUALES		T.SALITRAL		T.TRINITARIA		ELECTROQUIL_69		T.S.ELENA		POSORJA_69		ORELLANA_69				TOTAL	
	EMELGUR								ENTREGAS		LA_CHORRERA		ENTREGAS										HOLCIM				POSORJA		JIVINO		PAYAMINO		SISTEMA	
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
01:00	10.53	3.10	39.03	11.23	32.01	4.44	52.96	12.95	52.01	15.38	32.33	19.03	63.07	16.43	70.94	15.24	87.95	29.82	159.42	32.35	85.72	23.30	35.84	14.38	25.74	9.87	13.83	4.07	8.5	2.1	9.2	4.3	1630.18	584.90
02:00	11.76	3.51	37.35	11.06	29.30	3.55	49.63	12.43	55.92	16.94	29.41	18.55	59.43	14.72	65.21	14.33	85.85	28.78	146.62	29.26	66.55	20.75	34.05	13.88	24.25	9.52	13.41	4.04	7.8	1.9	9.3	4.2	1522.92	592.31
03:00	11.44	3.58	37.45	10.95	30.38	2.76	48.58	11.48	50.14	14.45	26.91	17.39	59.19	14.31	62.83	13.34	84.78	27.19	143.35	27.73	64.91	20.51	33.71	13.72	23.61	9.28	13.21	3.90	7.8	1.9	8.7	4.0	1498.37	580.41
04:00	11.63	3.42	37.47	10.87	30.06	2.34	46.42	10.77	48.79	13.70	25.63	16.58	57.64	13.54	62.69	13.35	81.32	26.13	139.17	24.93	62.79	18.85	32.53	13.24	23.26	9.39	13.07	3.80	6.9	1.7	9.3	4.2	1472.41	579.69
05:00	9.92	3.07	33.91	9.41	26.99	2.45	54.76	13.08	74.87	21.13	28.60	17.34	56.73	13.21	55.51	10.98	130.49	40.27	107.74	20.07	112.38	35.24	32.70	14.23	39.96	16.36	12.20	3.61	9.1	2.0	9.8	4.2	1575.01	603.93
06:00	10.98	3.04	39.94	10.60	29.96	3.34	44.94	10.18	54.52	15.11	28.16	14.53	57.52	12.53	63.51	11.73	84.78	25.25	146.19	25.12	61.01	16.66	32.55	14.83	22.67	8.77	12.88	3.72	9.1	3.0	8.8	3.7	1594.83	521.19
07:00	10.78	2.85	39.76	10.92	31.83	4.73	44.85	10.65	52.88	14.38	31.43	16.06	58.27	13.13	67.53	13.63	85.12	25.09	160.18	27.84	72.21	11.94	31.12	14.87	20.95	7.71	13.12	3.78	8.9	3.4	8.8	4.2	1665.13	505.46
08:00	10.84	2.66	40.34	12.50	34.12	6.34	47.66	12.25	58.00	17.80	32.41	15.20	62.21	16.13	75.16	12.93	90.31	25.35	185.94	32.58	84.09	19.15	29.30	14.00	22.58	8.28	14.45	4.16	6.8	4.7	11.5	5.9	1762.38	523.92
09:00	11.27	3.19	41.92	13.87	39.59	8.44	54.20	17.89	62.22	22.04	36.44	18.30	71.05	20.22	90.34	20.18	100.39	34.04	241.37	39.29	91.35	21.08	32.18	16.98	24.56	9.70	14.31	4.71	5.3	9.0	14.9	7.7	1965.92	620.97
10:00	12.25	3.60	43.34	14.31	41.79	9.42	58.67	19.99	70.92	25.17	38.70	18.98	73.70	21.32	104.07	24.68	104.28	36.58	269.90	50.46	84.51	21.94	32.63	17.03	25.43	10.10	15.13	5.18	6.7	7.3	15.5	8.4	2080.85	671.77
11:00	11.97	3.72	44.18	15.10	37.02	8.90	59.42	21.79	64.84	23.50	40.71	20.84	75.48	21.81	108.01	27.49	106.47	38.23	280.14	57.42	87.86	20.47	32.01	16.71	25.98	10.45	15.03	5.17	7.6	8.4	15.1	7.0	2120.75	727.65
12:00	12.47	3.59	46.72	15.28	44.71	10.86	69.40	24.84	54.26	19.79	40.91	20.95	78.28	22.78	93.18	23.75	131.86	45.88	178.57	37.62	134.35	33.20	32.02	16.27	28.38	11.41	16.02	5.83	8.4	8.4	17.7	8.2	2061.88	703.43
13:00	12.25	3.87	43.65	14.18	36.65	8.49	64.14	22.44	68.67	26.42	40.36	16.21	74.54	21.30	115.00	30.16	105.63	36.75	290.34	58.09	95.03	21.56	31.92	17.05	27.28	11.15	14.52	5.25	8.3	7.1	15.8	7.5	2135.53	730.72
14:00	12.10	3.65	43.84	14.94	37.73	8.98	65.81	23.30	66.32	25.18	40.99	15.78	74.05	21.41	117.99	30.16	106.59	38.42	295.88	94.05	106.80	25.08	32.45	16.74	26.55	10.51	14.24	5.64	8.3	7.9	16.2	8.1	2163.73	756.66
15:00	11.45	3.62	43.39	15.08	37.82	9.08	64.39	22.92	66.09	27.23	41.20	18.86	71.86	21.14	118.14	30.69	106.10	37.15	293.61	65.18	102.41	32.43	31.45	16.46	26.28	10.44	14.43	5.55	7.3	7.1	16.5	8.6	2182.71	748.96
16:00	11.69	3.53	43.11	14.47	37.06	8.75	62.93	21.67	65.90	26.63	41.03	22.75	74.42	21.67	121.29	31.68	106.43	38.08	292.83	62.32	101.08	26.12	31.71	16.51	25.96	10.31	13.68	4.95	7.3	6.4	16.2	8.3	2174.42	728.53
17:00	12.23	4.08	41.94	13.91	37.69	8.35	61.64	20.70	65.18	25.65	38.10	21.30	75.59	20.85	118.33	30.09	104.99	35.93	282.43	57.08	93.57	26.06	32.03	16.80	26.48	10.43	13.94	4.94	7.3	6.9	17.3	9.1	2134.02	690.74
18:00	12.03	3.85	41.46	13.15	38.92	7.80	58.77	17.89	73.15	25.20	38.73	20.12	76.28	19.34	110.90	26.30	101.41	31.30	261.79	45.23	92.51	20.53	30.80	15.78	27.58	10.10	14.38	4.73	7.7	5.7	17.1	7.9	2142.31	637.47
19:00	14.55	3.96	67.51	20.92	71.00	15.19	98.84	28.78	108.83	36.23	59.46	25.88	113.84	28.04	130.28	29.05	210.76	56.96	243.56	43.82	230.00	56.11	30.56	16.22	59.46	20.02	21.92	5.93	23.3	7.9	28.7	9.0	3075.15	803.63
20:00	11.34	3.21	51.68	15.39	47.83	9.10	71.89	20.53	81.65	26.44	48.13	19.16	95.95	23.16	111.24	23.73	111.34	29.68	250.78	34.77	120.31	35.42	33.92	17.75	37.38	12.17	17.16	4.88	14.0	3.6	18.2	5.8	2529.61	626.92
21:00	11.43	3.35	49.78	14.50	45.90	6.98	72.94	19.90	78.04	24.47	45.39	17.94	92.11	22.18	107.93	20.03	113.03	32.35	239.62	63.78	114.25	30.37	35.30	18.45	36.93	11.92	16.93	4.58	13.1	2.7	19.1	6.4	2408.39	636.39
22:00	10.16	3.14	44.37	12.79	38.98	6.14	67.80	17.92	75.47	24.42	39.50	17.65	84.90	20.87	98.58	19.13	108.12	32.46	220.91	44.87	115.17	27.88	35.87	18.13	34.83	11.48	15.96	4.16	10.3	4.8	18.7	6.6	2196.02	602.34
23:00	11.92	3.68	41.55	11.55	34.70	4.82	62.12	15.32	66.55	20.14	34.38	15.32	75.09	17.31	89.11	15.67	98.61	28.92	201.11	39.26	105.67	30.45	36.70	15.14	30.48	9.76	15.50	4.46	6.0	6.9	15.9	6.3	1948.93	599.61
24:00	11.64	3.81	39.62	11.53	29.98	3.52	56.71	14.03	61.74	20.20	29.77	17.52	68.55	15.48	79.98	14.62	92.98	28.23	178.19	36.42	92.77	31.65	34.70	13.92	26.73	9.73	14.36	4.56	3.6	8.4	15.3	6.7	1738.39	580.80

FECHA	HORA	E.E.QUITO																												E.E.P.COTOPAXI				NOVACERO	
		T.BARRA69		IBARRA_34.5		T.BARRA_138		T.TULCAN_69		SANTA ROSA 138				SANTA ROSA 46				CONOCOTO		VICENTINA 46				POMASQUI 138				AMBATO_69		MULALO_69		NOVACERO			
				AMBI		ATR				E.ESPEJO		S.ALEGRE		PAPALLACTA		TRAFO TRN		TRAFO TRP				TRAFO T1		TRAFO T2		QUITO 1		QUITO 2		LATACUNGA		MULALO		NOVACERO	
		MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
2011-Sep-08	01:00	16.27	1.04	4.47	2.68	11.17	6.12	9.47	5.21	64.58	3.04	32.12	18.85	13.08	-0.04	28.93	22.99	57.11	43.01	0.00	3.00	22.57	9.30	54.96	28.98	69.13	16.23	26.69	7.57	9.04	4.16	19.57	10.99	4.59	0.35
	02:00	15.68	1.09	4.02	1.79	10.52	5.56	8.98	5.39	60.98	15.72	31.37	12.19	12.69	0.02	28.17	21.28	54.89	39.73	0.00	0.00	16.15	6.62	40.91	21.30	68.30	20.62	28.06	12.30	7.33	3.26	18.98	10.02	4.60	0.21
	03:00	16.12	1.23	4.16	4.16	8.32	4.63	8.74	5.27	63.04	32.52	30.48	9.61	12.80	-0.55	28.30	21.78	54.93	41.73	0.00	0.00	16.05	6.82	40.13	20.74	68.03	23.73	28.19	15.79	8.01	3.04	18.93	10.78	4.59	1.24
	04:00	16.06	1.48	4.01	2.23	8.23	4.83	8.85	5.75	61.55	2.24	30.67	8.94	12.76	-0.04	28.00	21.27	54.45	39.34	0.00	0.00	15.17	7.02	40.11	22.37	67.11	21.95	27.79	14.27	7.93	3.62	19.35	12.14	4.59	11.63
	05:00	15.60	1.55	1.90	0.52	15.60	7.68	9.64	4.82	42.20	6.09	50.70	13.95	0.00	0.00	33.70	22.77	34.60	22.77	12.00	0.00	18.68	8.18	52.32	26.19	52.40	16.93	19.20	10.27	5.81	2.15	32.60	16.48	20.36	5.46
	06:00	19.87	2.07	5.89	0.00	10.29	3.56	11.38	4.06	82.88	11.75	43.14	11.44	0.00	0.00	37.17	21.06	38.72	21.06	0.00	0.00	18.69	6.65	57.20	24.96	77.69	24.94	33.65	17.89	10.19	3.09	25.16	10.41	23.24	2.77
	07:00	21.05	3.09	5.80	1.29	11.39	5.32	10.88	3.77	80.85	2.56	50.55	15.24	0.00	0.00	43.62	22.72	45.67	22.72	0.00	0.00	24.43	8.94	64.87	24.60	74.04	21.91	30.51	11.77	9.86	3.29	27.26	12.48	20.36	3.61
	08:00	21.67	5.13	6.02	6.02	11.94	7.61	9.83	4.80	87.10	6.57	53.18	8.92	0.00	0.00	47.44	20.11	49.59	20.11	0.00	0.00	28.81	0.37	68.22	20.71	74.45	11.79	29.90	7.81	9.63	4.26	25.49	13.30	20.36	26.53
	09:00	23.04	6.33	7.00	6.57	10.86	6.00	9.85	4.92	73.89	5.21	61.10	13.17	0.00	0.00	55.57	23.00	58.62	23.00	0.00	0.00	36.35	1.71	77.84	24.09	77.85	19.00	29.74	11.21	10.35	4.71	27.10	12.71	23.32	6.77
	10:00	24.40	6.96	7.00	7.00	10.40	4.59	10.60	4.85	76.59	17.09	65.37	15.91	0.00	0.00	59.59	24.11	62.29	24.11	0.00	0.00	40.80	3.89	81.08	25.96	81.63	20.25	31.29	12.81	9.47	4.46	27.28	14.25	20.68	3.02
	11:00	24.14	7.04	7.16	6.76	10.64	5.02	10.64	5.19	76.50	26.55	65.36	19.42	0.00	0.00	61.59	26.23	65.13	26.23	0.00	0.00	42.15	4.37	84.57	30.06	84.18	21.07	33.65	13.30	9.72	4.94	27.51	14.25	20.67	3.99
	12:00	24.67	6.31	2.05	2.19	24.07	11.50	7.68	4.02	58.64	18.06	72.42	21.43	0.00	0.00	42.09	18.11	45.63	18.11	16.43	0.00	34.99	3.80	68.24	24.48	71.94	17.64	29.72	11.58	7.40	3.96	44.98	22.12	23.61	7.15
	13:00	22.65	5.33	6.49	5.34	12.97	6.86	10.30	5.60	72.69	27.12	61.57	14.44	0.00	0.00	60.15	26.19	63.50	26.19	0.00	0.00	41.88	4.27	81.77	28.69	81.23	19.38	34.59	14.14	9.47	3.92	26.56	13.45	20.89	85.57
	14:00	23.19	6.66	7.02	5.85	13.93	6.61	10.07	5.36	73.94	17.23	62.45	16.39	0.00	0.00	59.05	24.81	62.70	24.81	0.00	0.00	40.81	4.13	80.94	27.12	83.81	19.60	34.48	12.70	9.36	4.23	27.67	13.55	20.46	74.25
	15:00	22.79	6.43	7.17	5.08	14.03	6.93	10.45	5.47	95.15	37.29	63.20	17.70	0.00	0.00	59.10	25.97	62.53	25.97	0.00	0.00	41.33	4.85	80.30	26.29	84.60	16.73	34.04	11.74	10.65	4.81	27.77	13.27	23.36	0.41
	16:00	20.81	5.40	7.13	4.04	14.27	7.41	11.00	5.80	97.01	27.69	64.41	18.55	0.00	0.00	58.59	26.30	61.31	26.30	0.00	0.00	40.86	4.60	79.04	27.08	83.83	19.30	34.68	12.27	10.70	4.99	26.46	14.07	20.45	59.87
	17:00	20.21	4.73	7.38	4.43	14.45	7.80	11.12	5.87	82.36	11.95	65.08	16.58	0.00	0.00	57.63	24.74	60.40	24.74	0.00	0.00	40.51	4.41	77.52	26.02	82.66	16.73	34.05	10.93	13.24	5.87	25.67	11.90	20.69	0.85
	18:00	20.73	3.77	6.94	2.38	15.84	5.26	12.52	5.30	99.26	19.89	64.15	9.07	0.00	0.00	57.39	19.68	60.55	19.68	0.00	0.00	38.74	3.41	79.19	27.28	84.00	17.89	35.40	15.83	12.52	5.06	28.07	12.34	23.61	22.84
	19:00	33.70	4.53	3.69	0.65	33.70	12.46	14.76	4.11	88.30	10.78	101.53	14.29	0.00	0.00	62.77	22.16	66.48	22.16	24.80	0.00	42.54	1.67	99.83	31.79	108.63	26.16	44.93	26.89	11.90	4.06	65.38	22.08	4.59	1.09
	20:00	26.63	3.57	10.65	1.45	19.33	7.46	19.43	5.42	111.83	13.74	77.91	11.16	13.51	0.00	52.27	19.14	79.58	27.35	0.00	0.00	41.42	0.00	108.09	36.45	93.59	19.28	37.18	19.93	15.09	5.36	35.90	12.43	4.60	0.77
	21:00	23.97	2.41	10.10	0.33	18.67	7.23	17.34	4.86	91.91	15.08	69.67	4.18	14.18	0.01	48.66	17.43	77.32	26.27	0.00	0.00	39.50	1.99	102.91	32.87	88.34	18.51	33.77	17.73	14.18	5.07	31.62	12.18	4.61	12.77
	22:00	20.63	2.09	7.88	1.70	16.17	7.10	13.89	4.31	98.69	7.12	58.26	5.94	14.31	-0.01	41.47	20.90	69.97	33.50	0.00	0.00	37.68	3.65	89.20	33.47	81.38	14.30	28.82	16.57	9.85	3.84	27.16	11.46	4.68	0.09
	23:00	18.35	1.33	6.22	1.75	14.66	6.66	11.71	4.42	87.53	12.74	49.99	13.89	14.66	0.03	36.81	23.82	65.70	39.42	0.00	0.00	25.12	8.93	63.26	34.32	76.04	24.91	28.90	14.62	10.34	4.36	24.47	11.80	4.62	1.83
	24:00	16.46	1.14	4.93	2.22	13.42	7.38	10.17	4.52	72.33	12.74	37.63	18.40	14.47	-0.35	31.03	23.81	58.70	43.28	0.00	0.00	22.85	8.95	54.19	30.49	70.96	18.18	27.78	8.65	13.10	5.48	20.13	9.49	4.65	1.37



HORA	E.E AMBATO								E.E.RIOBAMBA	E.E.BOLIVAR	E.E.R.CENTRO_SUR	E.E.AZOGUES	E.E.R.SUR	E.E.R.ESMERALDAS	E.E.SANTO_DOMINGO	EE MANABI																			
	T. AMBATO		T.TOTORAS		PUYO_69		TENA_69									RIOBAMBA_69	RIOBAMBA_69	CUENCA	LOJA	ESMERALDAS_69	S.DOMINGO_69	T.PORTOVIEJO	T.CHONE	PORTOVIEJO_138											
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR																GUARANDA	ENTREGAS	AZOGUES	ENTREGAS	ESMERALDAS	ENTREGAS	MW	MVAR	MW	MVAR	MOVIL	
																																		MW	MVAR
01:00	11.17	0.00	22.23	5.09	4.31	1.94	3.08	1.85	24.89	10.97	5.96	2.21	81.68	89.36	11.13	0.65	22.87	2.02	43.28	21.18	39.46	7.23	77.96	35.67	33.61	10.80	12.12	4.56							
02:00	10.11	0.00	21.25	4.50	3.95	1.76	2.89	1.69	23.11	6.63	5.67	1.86	76.77	99.53	11.07	0.49	23.42	1.83	39.00	19.60	37.56	6.75	74.08	32.38	31.78	10.44	11.35	4.29							
03:00	10.30	0.00	21.43	4.39	3.80	1.72	2.91	1.71	23.51	7.05	5.72	1.98	76.77	118.26	10.85	0.65	21.01	1.68	38.07	19.18	37.35	6.58	73.13	33.05	30.90	10.36	11.24	4.14							
04:00	10.19	0.00	21.00	4.46	3.74	1.68	2.88	1.69	23.16	3.34	5.76	2.00	75.97	105.67	10.84	0.64	21.00	1.60	39.12	20.77	36.44	6.63	72.05	33.47	30.47	10.01	10.91	3.96							
05:00	12.66	0.00	15.28	2.97	6.66	2.86	5.82	3.09	23.60	2.72	6.20	1.74	68.66	84.57	8.37	0.37	21.00	1.61	37.91	19.19	36.80	6.46	106.47	56.05	24.59	7.90	0.00	0.00							
06:00	11.68	0.00	24.96	4.55	4.50	1.64	3.30	1.35	30.46	3.24	7.09	1.88	77.69	57.12	10.70	0.68	25.06	1.46	40.54	17.77	37.15	6.52	73.59	34.90	33.75	10.18	11.68	3.91							
07:00	12.51	0.00	28.07	6.28	4.88	1.98	3.25	1.53	29.49	5.46	6.31	1.22	82.94	76.82	10.69	0.59	24.61	1.35	41.39	18.08	38.95	5.63	77.19	25.08	33.66	7.31	12.31	3.67							
08:00	13.45	0.00	29.20	3.86	4.90	0.00	3.21	0.00	28.70	6.79	5.22	1.13	84.84	81.26	11.97	1.15	24.48	2.10	42.24	15.82	41.24	7.89	79.07	23.15	32.71	6.17	11.84	3.98							
09:00	14.82	0.00	32.79	7.41	5.27	0.82	3.55	0.00	29.23	9.34	5.38	1.34	93.79	86.32	11.44	1.72	27.81	4.00	45.37	16.60	45.78	8.78	92.37	25.15	31.87	6.55	12.59	4.57							
10:00	15.13	0.00	33.97	8.71	5.47	1.08	3.71	0.78	29.75	11.09	5.46	1.45	99.34	92.48	12.19	2.16	28.62	5.16	48.07	17.95	47.66	9.53	98.31	31.57	33.76	7.51	13.48	5.07							
11:00	14.83	0.00	34.06	9.36	5.62	1.31	3.68	0.83	29.46	11.20	5.63	1.66	102.28	96.99	12.69	2.22	29.35	5.73	48.79	20.13	49.20	9.61	101.97	31.00	33.45	8.40	14.32	5.61							
12:00	16.85	0.00	23.81	6.19	7.58	1.68	8.03	2.61	29.50	12.23	6.50	1.95	94.75	88.93	11.54	2.02	33.97	6.94	52.32	20.36	50.78	8.35	140.06	41.60	29.05	7.35	11.72	4.48							
13:00	14.11	0.00	31.40	6.80	5.52	1.11	4.02	0.84	29.45	10.36	5.87	1.69	97.91	90.42	12.57	1.84	27.90	4.99	50.65	20.91	49.93	11.37	105.84	31.03	35.01	8.69	14.52	5.43							
14:00	13.73	0.00	31.23	7.00	5.61	1.24	4.07	1.18	28.78	9.48	5.19	1.56	97.44	90.25	12.63	2.21	28.89	5.40	50.65	20.13	50.14	11.85	108.73	30.56	35.60	9.08	15.26	6.03							
15:00	14.43	0.00	32.55	8.72	5.73	1.42	4.28	1.37	29.86	12.66	5.87	1.80	100.72	93.15	13.17	2.60	28.86	5.58	49.27	19.89	50.06	12.71	108.19	34.51	35.53	9.60	15.33	6.31							
16:00	14.57	0.00	33.69	9.03	5.72	1.38	4.36	1.36	29.93	13.28	6.04	1.79	101.28	91.25	12.20	2.14	29.33	5.85	48.26	19.83	49.05	12.47	107.02	34.25	34.68	9.47	15.16	6.15							
17:00	14.45	0.00	33.75	8.12	5.60	1.17	4.35	1.32	30.31	11.81	6.77	2.01	100.85	88.79	12.70	2.12	29.91	5.66	48.81	20.09	50.32	12.87	105.40	29.80	34.36	8.85	14.75	5.54							
18:00	14.57	0.00	34.91	6.67	5.86	0.95	4.30	0.82	33.35	8.83	8.02	1.98	99.26	79.15	12.16	1.67	31.39	4.76	51.83	23.36	51.05	11.09	102.19	24.58	36.18	8.20	14.77	5.09							
19:00	22.86	0.00	35.35	4.20	12.58	1.95	13.70	2.08	50.34	8.79	14.26	3.82	137.73	69.09	16.78	2.15	49.37	6.39	90.18	30.39	73.84	14.04	208.45	51.94	54.42	12.75	0.00	0.00							
20:00	18.93	0.00	44.38	4.37	8.15	1.24	5.92	0.92	46.74	7.81	12.33	3.16	131.75	51.05	15.56	1.86	44.18	5.74	62.13	20.09	63.41	13.64	120.12	31.91	53.25	12.24	19.53	6.54							
21:00	17.85	0.00	42.44	5.21	7.82	1.09	5.71	0.77	42.95	9.11	10.81	2.83	125.57	54.59	14.73	1.53	41.31	5.24	62.53	22.00	60.80	12.44	116.29	30.01	48.76	11.97	19.08	6.63							
22:00	15.13	0.00	35.66	3.84	6.63	2.42	4.66	0.00	35.87	9.17	8.71	2.49	111.49	52.52	13.28	1.01	34.83	3.88	56.29	21.89	53.91	10.94	108.02	27.80	41.15	9.87	17.31	6.24							
23:00	13.50	0.00	28.90	6.97	5.52	2.23	3.90	1.86	30.90	9.94	7.17	2.35	97.39	58.38	11.85	0.89	28.05	3.18	50.52	22.22	46.72	8.87	96.50	35.35	35.54	10.27	15.19	5.79							
24:00	11.74	0.00	24.32	6.13	4.69	2.07	3.46	1.98	26.10	9.88	6.29	2.28	85.85	72.13	11.30	0.65	24.11	2.79	44.34	20.73	41.09	7.78	87.42	38.95	31.34	9.85	13.42	4.90							

HORA	EMELGUR								E.E.R.MILAGRO		E.E.LOS_RIOS		E.E.R.EL_ORO		CATEG-D										E.E.STAELENA				E.E.SUCUMBOS				DEMANDA	
	MILAGRO_69		T.PASCUALES		T.QUEVEDO		T.D.CERRITOS		TOTAL		BABAHOYO_69		TOTAL		T.POLICENTRO		T.PASCUALES		T.SALITRAL		T.TRINITARIA		ELECTROQUIL_69		T.S.ELENA		POSORJA_69		ORELLANA_69				TOTAL	
	EMELGUR								ENTREGAS		LA_CHORRERA		ENTREGAS										HOLCIM				POSORJA		JIVINO		PAYAMINO		SISTEMA	
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
01:00	10.53	3.04	39.03	11.68	32.01	4.32	52.96	12.31	52.01	31.07	32.33	21.91	63.07	14.92	70.94	17.00	87.95	26.88	159.42	40.36	85.72	24.70	35.84	16.94	25.74	8.85	13.83	3.54	8.6	3.3	9.2	4.4	1630.18	619.26
02:00	11.76	3.69	37.35	11.35	29.30	3.74	49.63	12.32	55.92	38.38	29.41	20.98	59.43	14.09	65.21	15.74	85.85	26.25	146.62	38.67	66.55	20.35	34.05	16.20	24.25	8.76	13.41	3.38	7.8	3.1	9.2	4.5	1522.92	610.32
03:00	11.44	3.51	37.45	11.26	30.38	3.88	48.58	11.63	50.14	35.36	26.91	19.94	59.19	14.24	62.83	15.61	84.78	26.35	143.35	40.06	64.91	14.44	33.71	16.15	23.61	8.88	13.21	3.43	7.8	3.0	8.6	4.3	1498.37	645.31
04:00	11.63	3.61	37.47	11.18	30.06	3.83	46.42	10.71	48.79	28.26	25.63	18.55	57.64	13.46	62.69	15.13	81.32	24.42	139.17	36.88	62.79	17.32	32.53	15.53	23.26	8.62	13.07	3.45	7.4	3.0	8.8	4.2	1472.41	593.07
05:00	9.92	3.01	33.91	10.02	26.99	2.65	54.76	12.37	74.87	36.98	28.60	19.12	56.73	13.20	55.51	12.97	130.49	37.33	107.74	49.39	112.38	24.67	32.70	15.52	39.96	14.75	12.20	3.37	9.3	3.1	9.6	4.5	1575.01	618.28
06:00	10.98	2.96	39.94	11.36	29.96	4.08	44.94	9.96	54.52	29.34	28.16	15.70	57.52	13.00	63.51	14.28	84.78	23.89	146.19	61.33	61.01	12.90	32.55	15.55	22.67	8.16	12.88	3.36	8.9	3.8	8.9	3.7	1594.83	544.22
07:00	10.78	2.64	39.76	11.77	31.83	5.47	44.85	10.17	52.88	30.69	31.43	16.17	58.27	12.84	67.53	17.06	85.12	25.39	160.18	65.78	72.21	17.89	31.12	15.32	20.95	7.28	13.12	3.08	8.7	4.6	9.0	4.4	1665.13	568.84
08:00	10.84	2.82	40.34	12.86	34.12	7.39	47.66	12.24	58.00	39.53	32.41	16.97	62.21	16.05	75.16	18.02	90.31	27.63	185.94	71.47	84.09	21.48	29.30	13.73	22.58	8.02	14.45	3.56	8.8	5.0	9.5	4.8	1762.38	598.88
09:00	11.27	3.09	41.92	13.66	39.59	9.72	54.20	16.08	62.22	40.17	36.44	17.47	71.05	19.15	90.34	21.42	100.39	34.23	241.37	88.50	91.35	14.78	32.18	15.76	24.56	8.79	14.31	4.22	10.9	4.5	9.3	4.8	1965.92	657.33
10:00	12.25	3.75	43.34	15.01	41.79	11.42	58.67	18.65	70.92	40.03	38.70	18.97	73.70	22.20	104.07	25.82	104.28	36.82	269.90	103.72	84.51	15.16	32.63	15.89	25.43	9.59	15.13	4.71	12.1	4.7	10.0	5.0	2080.85	735.27
11:00	11.97	4.02	44.18	15.79	37.02	10.13	59.42	19.54	64.84	44.47	40.71	19.85	75.48	23.20	108.01	29.11	106.47	38.57	280.14	117.80	87.86	19.88	32.01	15.77	25.98	10.01	15.03	4.27	12.7	4.9	10.0	4.8	2120.75	800.57
12:00	12.47	3.95	46.72	16.44	44.71	11.50	69.40	22.19	54.26	34.57	40.91	19.46	78.28	23.22	93.18	26.73	131.86	46.24	178.57	59.77	134.35	34.01	32.02	15.44	28.38	11.11	16.02	4.40	13.8	4.6	12.4	6.0	2061.88	734.84
13:00	12.25	3.63	43.65	15.35	36.65	9.25	64.14	19.81	68.67	49.05	40.36	19.00	74.54	21.73	115.00	33.06	105.63	38.93	290.34	94.30	95.03	20.23	31.92	15.67	27.28	10.82	14.52	4.16	11.4	2.9	12.7	5.6	2135.53	845.52
14:00	12.10	3.97	43.84	15.80	37.73	9.97	65.81	21.38	66.32	38.85	40.99	18.58	74.05	21.82	117.99	33.59	106.59	39.84	295.88	98.81	106.80	24.15	32.45	15.93	26.55	9.51	14.24	4.78	11.6	2.8	13.0	5.8	2163.73	824.82
15:00	11.45	3.60	43.39	15.70	37.82	10.48	64.39	20.39	66.09	35.88	41.20	19.39	71.86	21.85	118.14	34.00	106.10	40.47	293.61	78.46	102.41	28.00	31.45	15.07	26.28	9.38	14.43	5.07	11.3	2.7	12.5	5.5	2182.71	765.00
16:00	11.69	3.83	43.11	15.43	37.06	10.26	62.93	20.36	65.90	43.10	41.03	19.10	74.42	22.11	121.29	35.14	106.43	39.73	292.83	77.30	101.08	23.37	31.71	15.39	25.96	9.56	13.68	4.34	10.3	3.0	13.1	5.9	2174.42	819.83
17:00	12.23	4.08	41.94	14.64	37.69	10.32	61.64	18.00	65.18	39.60	38.10	17.84	75.59	21.84	118.33	33.69	104.99	36.47	282.43	70.22	93.57	20.65	32.03	15.50	26.48	9.10	13.94	4.18	10.2	3.0	14.4	6.3	2134.02	701.20
18:00	12.03	3.62	41.46	13.47	38.92	9.60	58.77	15.04	73.15	40.06	38.73	19.36	76.28	19.39	110.90	29.92	101.41	32.38	261.79	52.78	92.51	23.15	30.80	15.08	27.58	8.42	14.38	3.64	10.8	2.9	14.0	5.9	2142.31	661.56
19:00	14.55	4.35	67.51	22.14	71.00	15.71	98.84	23.08	108.83	59.77	59.46	25.08	113.84	30.22	130.28	31.80	210.76	61.40	243.56	48.15	230.00	53.87	30.56	14.66	59.46	18.66	21.92	5.10	23.5	2.1	28.5	8.9	3075.15	837.52
20:00	11.34	3.66	51.68	16.39	47.83	10.55	71.89	17.51	81.65	46.19	48.13	19.77	95.95	25.52	111.24	28.06	111.34	31.88	250.78	84.56	120.31	25.08	33.92	17.01	37.38	11.38	17.16	3.74	16.6	2.8	15.6	4.9	2529.61	693.10
21:00	11.43	3.78	49.78	14.93	45.90	9.80	72.94	16.72	78.04	48.54	45.39	19.84	92.11	22.74	107.93	24.10	113.03	33.46	239.62	79.09	114.25	27.31	35.30	17.49	36.93	10.68	16.93	3.54	15.3	1.7	16.8	5.1	2408.39	681.22
22:00	10.16	3.47	44.37	12.80	38.98	7.25	67.80	15.24	75.47	54.10	39.50	20.80	84.90	21.01	98.58	21.61	108.12	33.58	220.91	74.63	115.17	40.97	35.87	17.67	34.83	9.46	15.96	3.17	14.3	2.7	14.6	4.9	2196.02	661.47
23:00	11.92	3.66	41.55	12.11	34.70	6.41	62.12	13.98	66.55	43.43	34.38	17.78	75.09	18.29	89.11	21.17	98.61	31.91	201.11	70.10	105.67	25.32	36.70	18.13	30.48	9.01	15.50	3.56	11.2	2.3	10.7	4.1	1948.93	674.46
24:00	11.64	3.55	39.62	11.45	29.98	4.01	56.71	12.70	61.74	56.82	29.77	17.80	68.55	16.15	79.98	18.29	92.98	29.32	178.19	64.60	92.77	13.62	34.70	16.30	26.73	7.38	14.36	3.42	9.2	3.4	9.6	4.1	1738.39	658.80